



TU Clausthal

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

MAGS



Abschlussbericht

zum

Verbundprojekt MAGS

Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund

**Einzelprojekt 6: THM:C gekoppelte Untersuchungen zu Mechanismen und
freigesetzten Deformationsenergien der seismischen Ereignisse in der
Reservoirstimulations- und Betriebsphase**

Förderkennzeichen: 0325191E
Projektleitung: Prof. Dr.-Ing. habil. Michael Z. Hou
Projektlaufzeit: 01.05.2010-30.09.2013
Berichtszeitraum: 01.05.2010-30.09.2013

Goslar, Mai 2014

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN),
Technische Universität Clausthal (TU Clausthal)

Autoren:

Michael Z. Hou, Tobias Kracke, Yang Gou, Xuan Luo, Wei Xing

Wissenschaftliche Leitung:

Prof. Dr.-Ing. habil. Michael Z. Hou
Leiter des Fachbereiches Rock Mechanics in Petroleum Engineering
Institut für Erdöl- und Erdgastechnik
Technische Universität Clausthal
Agricolastr. 10, 38678 Clausthal-Zellerfeld
Telefon: +49 5323 72 2347
Telefax: +49 5323 72 3146
E-Mail: hou@tu-clausthal.de

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Forschungsbereiche: Energierohstoffe und –speicher; Wiederverwertung und Entsorgung
Am Stollen 19A, 38640 Goslar
Telefon: +49 5321 3816 8090
Telefax: +49 5321 3816 8196



Prof. Dr.-Ing. habil. Michael Z. Hou

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 0325191E gefördert und durch den Projektträger Jülich, Bereich erneuerbare Energien, betreut.

Bitte beachten Sie:

Die in diesem Bericht getroffenen Aussagen und entwickelten Lösungsansätze gelten stets für die genannten Parameter (Randbedingungen, Gesteinskennwerte, geologische Situation, etc.). Eine Übertragung auf eine andere Konstellation ist ohne vorherige Prüfung nicht zulässig.

Dieser Bericht enthält Informationen, die noch nicht in wissenschaftlich peer-reviewten Journalen eingereicht wurden. Vor einer weiteren Verwendung des Inhalts sollte unbedingt Prof. Dr.-Ing. habil. Michael Z. Hou (hou@tu-clausthal.de) kontaktiert werden.

Inhalt

I. Einführung und Projektübersicht	1
I.1 Veranlassung	1
I.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung	1
I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens	2
I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand	6
I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	8
II. Darstellung der durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse	9
II.1 Überblick	9
II.2 Fluidinduzierte Seismizität	9
II.2.1 Geothermie	13
II.2.2 Vergleich zu Stimulationen in der Kohlenwasserstoffindustrie	14
II.3 Numerisches THM:C-Modellierungskonzept	14
II.3.1 FLAC3D ^{PLUS} im Vergleich zu industriellen Standardsimulatoren (semi-analytische Simulatoren für die hydraulische Reservoirstimulation)	15
II.3.2 Kopplung der Programme FLAC3D ^{PLUS} und TOUGH2MP sowie FLAC3D ^{PLUS} und TOUGHREACT... ..	17
II.3.3 Gekoppeltes THM-Modellierungskonzept für die Stimulationsphase	20
II.3.4 Gekoppeltes THM:C-Modellierungskonzept für die Produktionsphase	22
II.3.5 Modellierung von Bruchmechanismen mit PFC3D.....	24
II.3.6 Ermittlung der Seismizität und synthetischer seismischer Katalog	29
II.4 Numerische Analysen zu Projekten in der Stimulationsphase.....	31
II.4.1 Das Projekt Deep Heat Mining Basel (DHM)	31
II.4.1.1 Optimierung der Injektionsstrategien am Beispiel des DHM-Projektes	44
II.4.1.2 Test und Optimierung einer neuen EGS-Strategie am Beispiel des DHM-Projektes	50
II.4.2 Das GeneSys-Projekt in Hannover	54
II.5 Numerische Analysen zu Projekten in der Betriebsphase	66
II.5.1 Das Projekt Unterhaching.....	67
II.6 Zusammenfassung.....	88
II.7 Ausblick: MAGS2.....	90
Literatur	91

I. Einführung und Projektübersicht

I.1 Veranlassung

Im Zuge des wachsenden Bedarfs an Energie werden Methoden zur nachhaltigen Erschließung von Energieressourcen entwickelt. Die Geothermie ist unabhängig von Witterungsbedingungen sowie von tageszeitlichen, klimatischen und saisonalen Schwankungen und bietet daher wesentliche Vorteile bzgl. einer grundlastfähigen Verfügbarkeit. Daher soll, laut eines vom Bundeskabinett am 13.05.2009 beschlossenen Berichts (BMU 2008), der Ausbau der installierten Leistung zur geothermischen Stromerzeugung bis 2020 auf 280 Megawatt (MW_e) vorangetrieben werden. Danach wird mit einem beschleunigten Wachstum auf 850 MW_e bis 2030 gerechnet. Bei einer angenommenen Leistung von W_e pro Kraftwerk entspricht dies 50 bzw. 170 Geothermiekraftwerken in Deutschland.

In Bezug auf die Nutzung des, im menschlichen Maßstab, quasi unerschöpflichen geothermischen Potentials der Erde, wird auch eine Erschließung von Erdwärme zur Wärme- und Stromerzeugung in Regionen angestrebt, die nicht, wie z.B. Island, besondere geologische Bedingungen in Form von erhöhtem Wärmefluss in der oberen Lithosphäre bzw. bis zur Erdoberfläche (sogenannte Hochenthalpie-Gebiete) aufweisen können. Hierzu werden, wenn keine hydrothermalen Quellen zur Verfügung stehen, technische Maßnahmen ergriffen, die durch Bohrungen den tieferen Untergrund erschließen und durch hydraulische Stimulationen verbesserte Wegsamkeiten im Untergrund zur Zirkulation eines Trägermediums – i.d.R. Wasser – schaffen. Hierbei spricht man von „EGS“ – Enhanced Geothermal Systems. Weiterhin werden für diesen Bereich der petrothermalen Systeme (Nutzung der im Gestein befindlichen Wärmeenergie ohne vorhandene wasserführende Schichten) auch Begriffe wie Hot Dry Rock (HDR) oder Hot Fractured Rock (HFR) verwendet.

Erste Projekte, die in Mitteleuropa in den letzten Jahren durchgeführt wurden, verursachten Probleme in Form induzierter Mikroseismizität, die regional verspürt worden ist und vermeintlich auch zu Schäden an Infrastruktur führte. Einer der prominentesten Fälle ist dabei das Deep Heat Mining Projekt in Basel, das im Dezember 2006 bei der hydraulischen Stimulation des Untergrundes Erschütterungen ($M_L = 3,4$) verursachte und bei dem es auch Monate später – trotz Einstellung der Maßnahmen - noch zu spürbaren Nachbeben kam. In Deutschland sind das Projekt in Landau (2009, $M_{Lmax} = 2,7$) und das Projekt in Unterhaching (2008, $M_{Lmax} = 2,4$) zu nennen, wobei bei Letzterem keine Stimulation durchgeführt wurde, sondern während des Betriebes Mikroseismizität auftrat.

Im Zuge dieser Entwicklungen und dem wachsenden Interessenskonflikt zwischen zunehmender Nutzung und Nutzungsbedarf (BMU 2008, EEG 2012, Kohler 2013) dieser Form von erneuerbarer Energie und dem Widerstand sowie der fehlenden Akzeptanz in der regional betroffenen Bevölkerung, hat die Politik Handlungsbedarf gesehen und kurzfristig u.a. das Projekt „MAGS“ – mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme – mit Mitteln (seit 2010) ausgestattet, um schnellstmöglich Klarheit über die Ursachen der auftretenden Mikroseismizität zu erlangen und eine allgemeingültige Grundlage zur weiteren Handhabung und zur Erstellung von Bewilligungsaufgaben für Tiefengeothermieprojekte in Deutschland zu schaffen. So soll eine dauerhafte rechtliche und wirtschaftliche Planungsgrundlage für Betreiber und Investoren geschaffen werden. Schließlich ist für die Akzeptanz der Energiegewinnung aus tiefer Geothermie entscheidend, wissenschaftlich klar darzulegen, ob diese Seismizität auf Mikrobeben begrenzt bleibt oder ob zukünftig eine Gefahr für Menschen und Gebäude von möglichen induzierten seismischen Ereignissen ausgehen könnte.

I.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Das Einzelprojekt 6 des Verbundvorhabens MAGS beschäftigte sich in dieser ersten Projektphase mit der Betrachtung und dem Verstehen von Bruchprozessen und damit einhergehender Seismizität im Untergrund sowie der Modellierung fluidinduzierter Seismizität im Zuge hydraulischer Stimulation

sowie während des Betriebes eines Geothermiekraftwerkes an ausgewählten Standorten. Wesentliche Zielsetzung war es anhand eines deterministischen Ansatzes mittels numerischer Simulationen, die die relevanten thermischen-hydraulischen-mechanischen-chemischen (THM:C) Prozesse gekoppelt betrachten, für folgende Fragestellungen Antworten zu finden bzw. Lösungen zu entwickeln:

- Bestimmung der dominierenden Frac-Mechanismen in einer geothermalen und in einer Erdöl- und Erdgasbohrung sowie Aufklärung der Hauptmechanismen der induzierten Seismizität an den Standorten mit tiefer geothermischer Energiegewinnung
- Weiterentwicklung eines THM-gekoppelten Modells für eine realitätsnahe Simulation und Erfassung wesentlicher Merkmale der induzierten Seismizität in der Reservoirstimulationsphase sowie seine Verifizierung anhand von Messdaten
- Neuentwicklung eines THM:C-gekoppelten Modells für eine realistischere Simulation der Betriebsphase, Erfassung wesentlicher Merkmale der induzierten Seismizität während langjähriger Zirkulationsphasen sowie Verifizierung des Modells anhand von Messdaten
- Erste Vorausberechnungen der zeitabhängigen und räumlich verteilten seismischen Ereignisse in der Betriebsphase und Vergleich der Berechnungsergebnisse mit Messwerten der Projektpartner (EP1, EP2, EP3)
- Optimierung der Injektions-/Zirkulationsparameter zur Vermeidung spürbarer Mikrobeben bei hydraulischen Stimulationen und im Dauerbetrieb geothermischer Kraftwerke
- Beiträge zum Prozessverständnis der induzierten Mikrobeben und der Minimierung des damit verbundenen Georisikos sowohl bei hydraulischer Stimulation als auch während des Kraftwerkbetriebs

Die notwendigen Arbeiten zur Erlangung dieser Ziele wurden in elf Arbeitspakete (AP) untergliedert (s. Kap. I.3).

I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

AP1 beinhaltete eine standortunabhängige Literaturstudie, die den Kenntnisstand bzgl. induzierter Seismizität in Verbindung mit Enhanced-Geothermal-Systems (EGS) bzw. fluid-induzierter Seismizität im Allgemeinen erweitern sollte. Zudem sollte anhand der Auswertung von Beiträgen zu laborativ ermittelten akustischen Emissionsmessungen die Charakteristik der Mikroseeismizität kontextbezogen untersucht werden (s. Kap. II.2, Kap. II.3.5).

Im AP2 wurde eine standortbezogene Datensammlung erstellt. Die hierbei schließlich ausgewählten Standorte definieren sich zum einen anhand frei verfügbarer Literatur (Lit.). Zum anderen konnten mittels eines im Laufe des Projektes entwickelten und mit einzelnen Betreibern (Betr.) abgeschlossenen Datennutzungsvertrages nicht öffentliche Daten für das Projekt nutzbar gemacht werden. Die berücksichtigten Standorte sind für die Stimulationsphase Basel (Lit.), GeneSys in Hannover (Lit.) sowie in Teilen begonnenen Soutz-sous-Forêts (Lit.). Diese sind in Kapitel II.4 beschrieben. Für die Untersuchung von Mikroseeismizität während der Betriebsphase wurden die Standorte Unterhaching (Betr.), Landau (Betr.) und Insheim (Betr.) ausgewählt. Für die Vorhaben in Landau und Insheim sind bisher nur erste Vorarbeiten erstellt worden, so dass in Kapitel II.5 nur die bisherigen Ergebnisse zu Unterhaching dargestellt sind. Die Datensammlung enthält, soweit verfügbar, seismische Messdaten, die u.a. von den Einzelprojekten 1 bis 3 bereitgestellt wurden, Betriebsparameter, geologische und tektonische Untergrundinformationen und Gesteinsparameter.

Im AP3 sollte mittels numerischer Analysen ein Vergleich zwischen Vorhaben der Erdöl- und Erdgasbranche und der Tiefengeothermie angestellt werden, anhand dessen die jeweils dominierenden Bruchmechanismen charakterisiert wurden (s. Kap. II.2).

Im Rahmen des AP4 wurden die Codes FLAC3D der Firma Itasca (2008a) und TOUGHREACT vom Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) integriert. Eine Integration eines Mehrprozessorfähigen (MP) Codesystems konnte hierbei nicht stattfinden, da keine MP-Version von TOUGHREACT

erhältlich war und eine Eigenentwicklung zu zeitaufwendig bzw. eine entsprechende Beauftragung im Projektbudget nicht eingeplant war (s. Kap. II.3.2).

Die im AP5 angestrebte Entwicklung eines THM-gekoppelten Simulationskonzeptes bestehend aus FLAC3D (Itasca 2008a), TOUGH2 (LBNL) und PFC3D (Itasca 2008b) wurde aufgrund von Fortschritten in der eigenen Algorithmenentwicklung bzgl. FLAC3D abgeändert, so dass zur Erreichung der gewünschten Berechnungsparameter eine Integration von PFC3D in den bestehenden Code FLAC3D-TOUGH2 nicht mehr notwendig war. PFC3D wurde allerdings singulär zur Beschreibung und Verifikation von Bruchmechanismen im Mikroskalenbereich genutzt (s. Kap. II.3.5).

Aufgrund der Ergebnisse bzw. Probleme, die sich aus AP4 und AP5 ergeben haben, wurde eine entsprechende Entwicklung und Code-Integration (PFC3D-FLAC3D-TOUGHREACT) nicht durchgeführt, wodurch sich das AP6 erübrigt.

Für den Test und die Verifizierung der entwickelten numerischen Modelle wurden in AP7 als Fallstudien das Deep Heat Mining Projekt in Basel sowie, als reales Anwendungsbeispiel, um die durch Stimulationsmaßnahmen induzierten Mikrobeben vorauszuberechnen, das GeneSys-Projekt in Hannover unter Verwendung von FLAC3D^{plus} und TOUGH2-FLAC3D^{plus} behandelt (s. Kap. II.4).

Durch die Verzögerungen bei den Verhandlungen über eine geeignete Datennutzungsvereinbarung sowie die dann schließlich sehr spät bereitgestellten Daten kooperierender Betreiber (Unterhaching, Landau und Insheim) haben sich die Arbeiten von AP8, AP9 und AP10 gegenüber dem Zeitplan deutlich verschoben und konnten, trotz intensiver personaltechnischer Bemühungen, nicht mehr für alle Standorte im Rahmen des MAGS1-Projektes vollständig durchgeführt werden. Konkret bedeutet das, dass für den Standort Unterhaching erste Nachsimulationen bzgl. der induzierten Ereignisse mittels history matching durchgeführt wurden (AP8 und AP9) und für die Standorte Landau und Insheim lediglich die grundlegenden Untergrundmodelle entwickelt wurden (in Teilen AP8). Eine Vorausberechnung induzierter Seismizität während der Betriebsphase konnte entgegen der Planung nicht mehr umgesetzt werden (AP10). Die in dieser ersten Projektphase nicht umgesetzten Arbeiten werden unter Berücksichtigung der neu ausgerichteten und komplexeren Zielstellung in der 2. Phase des MAGS-Forschungsvorhabens nachgeholt. Für den Standort Unterhaching fand mit EP2 bzgl. statistischer Merkmale im Zusammenhang von Betriebsparametern und auftretender induzierte Seismizität ein entsprechender Informationsaustausch statt (s. Kap. II.5).

Im Rahmen des AP11 wurden folgende Publikationen, in Form von Vorträgen, Postern, Tagungsbandbeiträgen oder peer-reviewten Journalveröffentlichung, entweder durch EP6 allein oder im Forschungsverbund bzw. mit externen Partnern erstellt (chronologische Auflistung):

Hou, Z., Zhou, L., Kracke, T. 2010. Thermo-hydro-mechanisch (THM) gekoppelte Untersuchungen zu Bruchmechanismen, Bruchausbreitung und Energiefreisetzung bei Stimulationen in Tight Gas und geothermischen Reservoiren. Vortrag und Tagungsband des Geothermie-Kongresses 2010 in Karlsruhe, 17.-19.11.2010.

Hou, Z., Zhou, L., Kracke, T. 2011. Analyse der Bruchmechanismen, Bruchausbreitung und Energiefreisetzung bei Stimulationen in Tight Gas und geothermischen Reservoiren unter Berücksichtigung der thermo-hydro-mechanisch (THM) gekoppelten Effekte. Vortrag auf dem 1. MAGS-Workshop 2011 in Karlsruhe, 27.-28.01.2011.

Vasterling, M., Bönnemann, C., Bischoff, M., Ritter, J., Groos, J., Wassermann, J., Megies, T., Spies, T., Schlittenhardt, J., Kopera, J., Shapiro, S., Dinske, C., Langenbruch, C., Hou, Z., Kracke, T., Konietzky, H., Mittag, R. 2011. MAGS – Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme. Posterbeitrag DGG 71. Jahrestagung Köln, 21.-24.02.2011.

Kracke, T., Hou, Z., Gou, Y., Zhou, L., Dzebisashvili, K., Sonwa, R. 2011. EP6: THM:C gekoppelte Untersuchungen zu Mechanismen und freigesetzten Deformationsenergien der seismischen Ereignisse in der Reservoirstimulations- und Betriebsphase – Stand der Arbeiten. Vortrag auf dem 2. MAGS-Workshop 2011 in Hannover, 13.-14.09.2011.

- Hou, Z., Zhou, L., Kracke, T. 2011. Vorausberechnung der Frac-Ausbreitung, Bruchmechanismen, Energiefreisetzung sowie Magnitude für die GeneSys-Stimulation im Mai 2011. Vortrag und Tagungsband des Geothermie-Kongresses 2011 in Bochum, 15.-17.11.2011.
- Hou, Z., Wonik, T., Luo, X. & Vogt, E. 2011. Investigation of thermal effect on stability of deep wellbores with parameters from borehole logs. Drill Celle Conference, 11.-12.04.2011 in Celle.
- Hou, Z. & Luo, X. 2012. Investigation of thermal effect on stability of deep wellbores in low and high permeable formations. Harmonising Rock Engineering and the Environment – Qian & Zhou (eds) - Proceedings of 12th international congress on rock mechanics, 18-21 October 2011 in Beijing, China, © 2012 Taylor & Francis Group, London: pp. 1315 -1319.
- Zhou, L. & Hou, Z. 2012. Numerical Simulation of Micro-Earthquakes Induced by Reservoir Stimulation in the Deep Heat Mining Project Basel. Harmonising Rock Engineering and the Environment – Qian & Zhou (eds) - Proceedings of 12th international congress on rock mechanics, 18-21 October 2011 in Beijing, China, © 2012 Taylor & Francis Group, London: pp. 1441-1446.
- Wegler, U., Bischoff, M., Dinske, C., Groos, J., Hou, Z., Konietzky, H., Kopera, J., Kracke, T., Langenbruch, C., Megies, T., Mittag, R., Ritter, J., Spies, T., Schlittenhardt, J., Shapiro, S., Vasterling, M., Wassermann, J. 2012. Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund. Posterbeitrag 72. Jahrestagung DGG Hamburg, 05.-08.03.2012.
- Kracke, T., Hou, Z., Gou, Y., Zhou, L. 2012. EP6: THM:C gekoppelte Untersuchungen zu Mechanismen und freigesetzten Deformationsenergien der seismischen Ereignisse in der Reservoirstimulations- und Betriebsphase – Stand der Arbeiten. Vortrag auf dem 3. MAGS-Workshop 2012 in München, 21.-22.03.2012.
- Wegler, U., MAGS-Verbund, 2012. MAGS - Konzepte zur Begrenzung der Mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung Geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, 3. MAGS-Workshop, 21.03.2012, München (Vortrag)
- Hou, Z., Kracke, T., Zhou, L. & Wang, X. 2012. Gebirgsmechanische Auswirkungen von Fracs im tiefen Untergrund des Norddeutschen Beckens: geologische Steinsalzbarriereintegrität und maximale Magnitude induzierter Mikrobeben anhand der GeneSys-Stimulation im Mai 2011. *Erdöl Erdgas Kohle* (2012) 11:454-460.
- Kracke, T., Hou, Z., Zhou, L., Gou, Y., Wang, X. 2012: MAGS-EP6: Stand der Arbeiten. Vortrag auf dem 4. MAGS-Workshop 08.-09.10.2012, Berlin.
- Wegler, U., MAGS-Verbund, 2012. MAGS - Konzepte zur Begrenzung der Mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung Geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, 4. MAGS-Workshop, 08.10.2012, Berlin.
- Zhou, L., Hou, Z., Kracke, T. 2012. A new numerical 3D-model for simulation of massive hydraulic fracturing and determination of its induced seismicity under consideration of hydro-mechanical coupling effects. Vortrag und Tagungsband des Geothermiekongresses 2012 in Karlsruhe, 13.-16.11.2012.
- Hou, Z., Kracke, T., Kopera, J., Morales-Avilés, W., Schlittenhardt, J., Spies, T., Zhou, L., Wang, X. 2012. Bewertung der Ergebnisse numerischer Simulationen der induzierten Seismizität und probabilistischer Gefährdungseinschätzungen am Beispiel von Geothermieprojekten in Basel und Hannover. Vortrag und Tagungsband des Geothermiekongresses 2012 in Karlsruhe, 13.-16.11.2012.
- Vasterling, M., Wegler, U., Bischoff, M., Bönnemann, C., Dinske, C. ; Groos, J., Hou, Z., Kracke, T., Kopera, J., Schlittenhardt, J., 2012. MAGS - concepts of mitigating microseismic activity of geothermal systems, FKPE-LFZG Workshop Induced Seismicity ; 26. - 28. November 2012, Karlsruhe.

- Kracke, T., Hou, Z., Zhou, L., Wang, X. 2013. EP6: THM:C gekoppelte Untersuchungen zu Mechanismen und freigesetzten Deformationsenergien der seismischen Ereignisse in der Reservoirstimulations- und Betriebsphase – Stand der Arbeiten. Vortrag auf dem 5. MAGS-Workshop 2013 in Goslar, 17.-18.04.2013.
- Wegler, U., MAGS-Verbund, 2013. Das Forschungsvorhaben MAGS - Konzepte zur Begrenzung der Mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung Geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, 5. MAGS-Workshop, 17.04.2013, Goslar.
- Bönneman, C. & MAGS-Team 2013. Experiences from the BMU Project "Microseismic Activity in Geothermal Systems". Vortrag auf der 9. Internationalen Geothermiekonferenz – IGC, Freiburg, 15.-17.05.2013.
- Hou, Z., Zhou, L., Kracke, T. 2013. Modelling of seismic events induced by reservoir stimulation in an enhanced geothermal system and a suggestion to reduce the deformation energy release. In: Zhao, J. & Li, J. (eds): Proc. of 1st International Conference on Rock Dynamics and Applications (RocDyn-1, Keynote), 6 – 8 June 2013, Lausanne, Switzerland, © Taylor & Francis Group, London, pp. 161-175.
- Hou, Z., Kracke, T., Zhou, L., Yang, G., Li, G. 2013: MAGS-EP6: THM:C gekoppelte Untersuchungen zu Mechanismen und freigesetzten Deformationsenergien der seismischen Ereignisse in der Reservoirstimulations- und Betriebsphase. Vortrag auf dem MAGS-Abschlussworkshop 17.09.2013, Hannover.
- Wegler, U., MAGS-Verbund, 2013. MAGS - Konzepte zur Begrenzung der Mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung Geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, MAGS-Abschlussworkshop, 17.09.2013, Hannover.
- Li, M.T., Hou, Z., Gou, Y. 2013. Numerische Untersuchung zu einem HDR-System mit Horizontalbohrung und Multi-Fracs. Vortrag und Tagungsband des Geothermiekongresses in Essen, 12.-14.11.2013.
- Acar, I., Sen, O., Hou, Z., Alkan, H. 2013. Izmir-Dikili EGS Project from SDS Energy, Turkey. Vortrag und Tagungsband des Geothermiekongresses in Essen, 12.-14.11.2013.
- Zhou, L. & Hou, Z. 2013. A new numerical 3D-model for simulation of hydraulic fracturing in consideration of hydro-mechanical coupling effects. *Int. J. of Rock Mechanics and Mining Sciences* 60 (2013):370-380.
- Hou, Z. & Zhou, L. 2013. Numerical Investigation and Optimization of Multiple Fractures in Tight Gas Reservoirs. *Oil Gas European Magazine* 39 (3), 2013:129-135.
- Hou, Z., Xie, H.P. & Were, P. (eds) 2013. Clean Energy Systems in the Subsurface: Production, Storage and Conversion. © Springer Publisher, Heidelberg, ISBN 978-3-642-37848-5, 485 p.

Projektvorstellung durch Koordinationsstelle bei der BGR:

Beitrag zum „Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien 2010“ des BMU: Verbundprojekt MAGS: Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund.

Darstellung im Jahresbericht 2011 des BMU: Verbundprojekt MAGS: Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, Koordination.

Ergänzend zu den anhand der oben stehenden APs geplanten Aufgaben wurde in Zusammenarbeit mit EP4 als weiteres sehr wirkungsvolles Werkzeug aus den numerischen Simulationen die Generierung synthetischer seismischer Kataloge entwickelt. Anhand derer kann man einen sehr guten Vergleich zwischen Simulations- und Messdaten sowie für die Gefährdungseinschätzung statisch gesicherte Prognosen erstellen (s. Kap. II.3.6).

I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Bis zu Beginn des MAGS-Vorhabens standen noch keine numerischen Modelle zur Verfügung, die in der Lage sind, unter Berücksichtigung der geothermalen, dynamischen Prozesse (THM:C-Kopplung), die freigesetzte Deformationsenergie und entsprechend die Energiefreisetzungsraten künstlich induzierter Mikrobeben zu berechnen und somit eine deterministische Gefährdungseinschätzung solcher Ereignisse treffen zu können.

Bisher eingesetzte Simulatoren gehen von einer probabilistisch abgeschätzten maximalen bzw. vorgegebenen Magnitude aus und beruhen auf einer statistischen Methode. Hierbei werden die Beben durch eben diese Magnitude klassifiziert und ihre Eintrittswahrscheinlichkeiten errechnet. Sie basieren weitgehend auf hypothetischen Annahmen über den Entstehungsort, den Eintrittszeitpunkt und die dominierenden Mechanismen, die zur Auslösung der seismischen Aktivitäten führen und sind deshalb mit Unsicherheiten behaftet. Vielmehr sind sie funktionell darauf ausgelegt, die Folgen des Bebens (Intensität) an der Tagesoberfläche in Form von strukturellen Schäden zu ermitteln und Empfehlungen für geeignete Bau- bzw. Gegenmaßnahmen zu erarbeiten.

Angaben über Quelle und Entstehung eines Bebens, wie z.B. wann, wo, warum und wie hoch die freigesetzte Deformationsenergie ist, sind folglich durch solche Rückwärts-Erdbebensimulatoren noch nicht möglich. Um die natürliche Zeitfolge des Entstehens der induzierten Beben realitätsnah wiedergeben zu können, erfolgte in diesem Einzelprojekt die Entwicklung eines deterministischen Vorwärts-Simulationskonzepts, das Antworten auf folgende Fragen liefern sollte:

- Was sind die dominierenden Bruchmechanismen während der geothermalen Reservoirerschließung und wodurch unterscheiden sich diese von denen eines natürlichen Erdbebens sowie den Frac-Mechanismen während hydraulischer Stimulationen in der Erdöl- und Erdgastechnik?
- Wo, wann und wie wird ein Mikrobeben im injizierten Gebirgsbereich initiiert? Welche Auswirkungen hat das seismische Ereignis auf benachbarte Gebirgselemente sowie wie steht deren Zusammenhang mit einem oberflächennahen Geophon.
- Wie vollzieht sich der Energiefreisetzungsvorgang nachdem der Bruchvorgang und damit eine Überschreitung der Energiespeicherkapazität des Gebirges stattgefunden hat und wie viel gespeicherte Deformationsenergie wird freigesetzt?
- Welches sind die maßgeblichen Einflussparameter (geologische und betriebliche Standortbedingungen) auf den Energiefreisetzungsvorgang?
- Wodurch unterscheiden sich die unterschiedlichen Gesteinsarten/geologischen Formationen hinsichtlich der zeitlichen Energiefreisetzung?
- Wie lässt sich die Wasserinjektion und -zirkulation sowie deren Einfluss auf das Gebirge (und dessen schon gespeicherte Deformationsenergie) durch energetische Ansätze charakterisieren?
- Durch welche Maßnahmen lässt sich die induzierte Seismizität kontrollieren?

Auf Hardwareseite ist der technologische Fortschritt rasend schnell, so dass die Entwicklung geeigneter Software für die in diesem Projekt behandelten Fragestellungen oftmals nicht hinterherkommt. Um eine Darstellung möglichst großer Modellkörper mit hoher Auflösung zu realisieren und mit diesen auch arbeiten zu können, sind Computer mit mehreren Prozessoren oder große Serversysteme notwendig. Auf Softwareseite ist eine Kopplung der Programme TOUGH2 (Pruess et al. 1999) und FLAC3D (Itasca 2008a) bereits realisiert worden (Rutqvist & Tsang 2002, 2003; Rutqvist et al. 2002, 2006, 2007, 2008, 2009a, 2009b, 2009c). TOUGH2 und FLAC3D sind weit in ihren spezifischen Anwendungsgebieten verbreitet. TOUGH2 ist für die Analyse von geohydraulischen Fluidströmungen unter Berücksichtigung von Multiphasen- und Multikomponentensystemen sowie den Wärmetransport programmiert worden. FLAC3D dagegen ist für die Analyse der Geomechanik mit thermo-hydro-mechanischen Interaktionen entwickelt worden. Rutqvist & Tsang (2003) haben die Kopplung beider Programme durch die Integration externer Module bewerkstelligt. Der Berechnungsablauf (vgl. Abb. I.4-1) wird in Form eines Rechenzyklus mit

TOUGH2 begonnen, in dem die hydraulischen und thermischen Zustandsgrößen (u.a. Porendruck und Temperatur) berechnet werden. Diese Ergebnisse werden über eine Schnittstelle dem Programm FLAC3D übergeben. Infolgedessen werden die Änderungen der mechanischen Zustandsgrößen in FLAC3D berechnet, die wiederum die hydraulischen Parameter, wie z.B. die Porosität und die Permeabilität, beeinflussen. Die Änderungen der hydraulischen Parameter werden ebenfalls durch ein externes Kopplungsmodul realisiert. Danach werden die relevanten Informationen wieder über eine Schnittstelle dem Programm TOUGH2 übergeben und somit der Rechenzyklus geschlossen.

TOUGH2-FLAC3D Kopplung

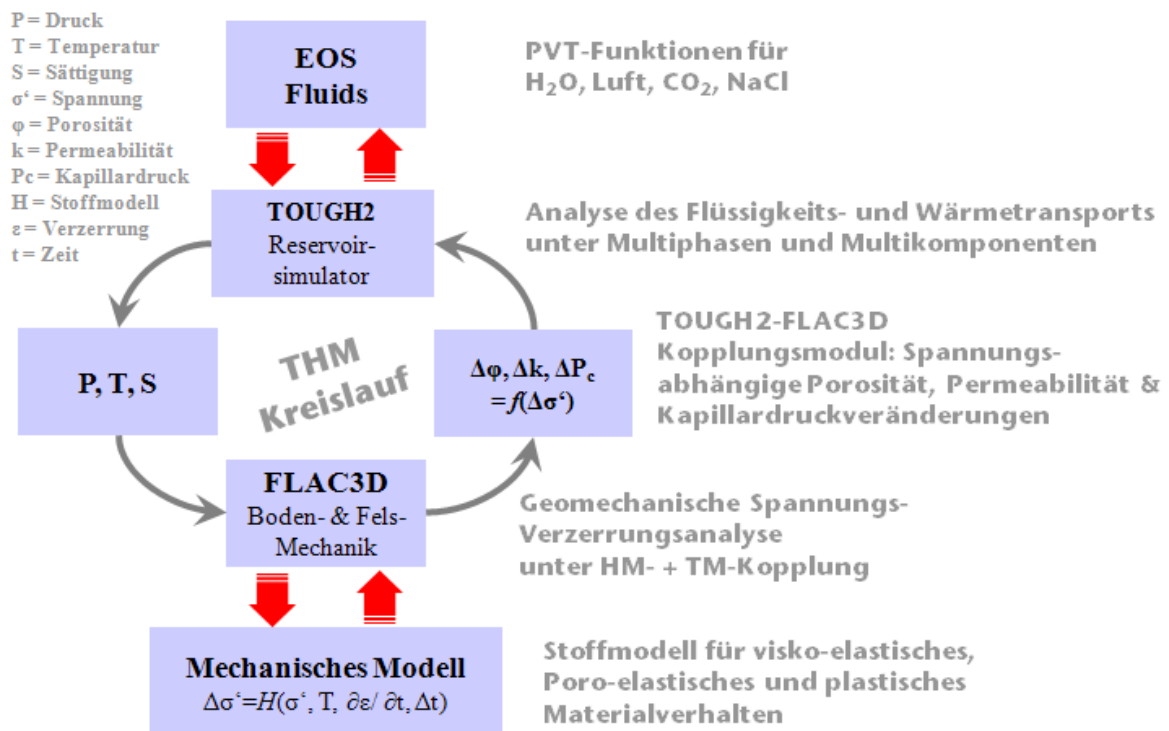


Abbildung I.4-1: Darstellung der Verknüpfung von TOUGH2 und FLAC3D zur Simulation THM-gekoppelter Prozesse (modifiziert nach Rutqvist & Tsang 2003).

Aufbauend auf dieser Kopplungsmethode sind die Programme TOUGH2 und FLAC3D als Mehrprozessorfähige Version (MP) beschafft und gekoppelt worden. Die Programme TOUGHREACT und FLAC3D sind nach ähnlichem Schema, allerdings nicht als MP-fähige Version, integriert worden (Abb. I.4-2). TOUGHREACT wird benötigt, um auch chemische Prozesse im Modell zu berücksichtigen. Um die gesteckten Ziele bzgl. der Modellkörperdimensionen handhaben zu können, wurde zur Steigerung der Rechenleistung ein neues Mehrprozessor-Computersystems (Dell PowerEdge R910 mit 2 Intel Xeon X7560 Prozessoren) beschafft. Dieses macht es notwendig, dass jeweils MP-Versionen der genutzten Programme zur Verfügung stehen. Die Beschaffung einer MP-Version von TOUGHREACT konnte nicht wie geplant umgesetzt werden, da der Entwickler, das Lawrence Berkeley Nationale Laboratory, eine Entwicklung innerhalb des Projektzeitraums, entgegen der Planung, nicht vorsah. Eine eigene Entwicklung wäre zu langwierig und zeitaufwendig sowie eine externe Beauftragung zu kostenintensiv gegenüber dem Finanzplan des Projektes gewesen.

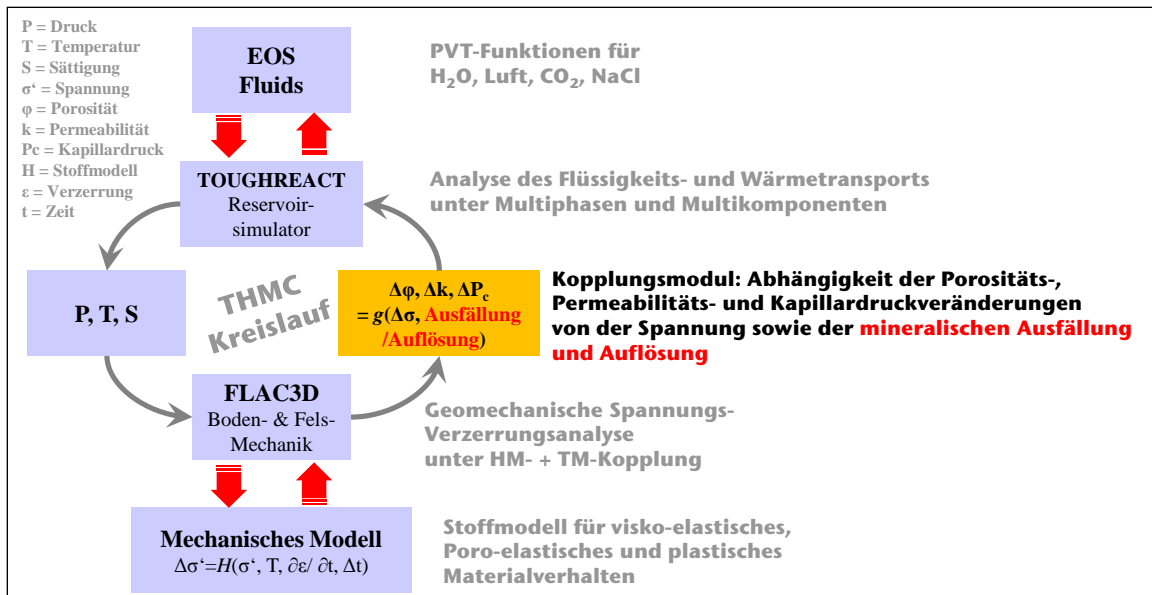


Abbildung I.4-2: Darstellung der THM:C-Kopplung unter TOUGHREACT und FLAC3D in Form eines Kreislaufs (modifiziert nach Rutqvist & Tsang 2003).

I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Wie z.T. im Abschnitt I.3 schon beschrieben, konnte neben der internen Zusammenarbeit im Forschungsverbund auch eine Datennutzungsvereinbarung mit einzelnen Betreibern abgeschlossen werden. Für das EP6 waren hierbei die geo X GmbH, die Pfalzwerke geofuture GmbH sowie die Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG relevante Partner. Für Unterhaching konnte auch eine Zusammenarbeit mit dem Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) erzielt werden. Zur Bearbeitung des GeneSys-Projektes konnte neben dem LIAG, über den MAGS-Forschungsverbund hinaus, mit der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) kooperiert werden. Auf Verbundebene gab es weiterhin einen informellen Austausch mit dem international ausgerichteten Forschungsverbund GEISER (Geothermal Engineering Integrated Mitigation of Induced Seismicity in Geothermal Reservoirs), der vom Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ) koordiniert wurde.

II. Darstellung der durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse

II.1 Überblick

Wesentliches Ziel des Einzelprojektes 6 während dieser ersten Phase des MAGS-Vorhabens war es, durch Beschaffung geeigneter Hard- und Software und deren Integration und Kopplung ein deterministisches Vorhersagetool für induzierte Erdbeben in der Stimulations- und der Betriebsphase von Geothermievorhaben zu schaffen und zu verifizieren. Dies ist soweit gelungen und wird im Folgenden anhand von Fallstudien vor allem für die Stimulationsphase (Deep Heat Mining in Basel und GeneSys in Hannover) gezeigt. Eine Anwendung auf Projekte in der Betriebsphase ist anhand des Vorhabens in Unterhaching begonnen worden und wird in der zweiten Phase von MAGS weitergeführt und ausgeweitet (Landau und Insheim) sowie, insbesondere auf die Nutzung komplexer Geothermiefelder, intensiviert.

II.2 Fluidinduzierte Seismizität

Fluidinduzierte Seismizität ist ein weltweit und in unterschiedlichem Kontext bekanntes Phänomen. Die dabei verursachten Erdbeben hatten Lokalmagnituden bis > 6 . Dies sind z.B. M_L von 6,3 durch Staudammbelastungen in Koyna, Indien (z.B. Gupta 1984, Talwani 1997), oder M_L von 6,5 durch Kohlenwasserstoffproduktion in Coalinga, Kalifornien, USA (McGarr 1991). Die im Rahmen dieses Projektes durchgeführte Literaturstudie zeigt, dass diese, im Zusammenspiel mit Fluiden, anthropogen verursachten Beben in der Regel im Zusammenhang mit entsprechenden strukturgeologischen Voraussetzungen stehen (Tab. II.2-1). Dies sind im jeweiligen Einflussgebiet befindliche präexistente Schwachzonen (Störungen), die durch die vorgenommenen Maßnahmen reaktiviert wurden und/ oder im Allgemeinen eine erhöhte Gefährdung durch natürlich vorkommende Seismizität in Kombination mit entsprechenden Schwachzonen. Entscheidende Voraussetzungen für stärkere seismische Ereignisse sind zum Beispiel eine bevorzugte Orientierung der Schwachzonen zum regionalen Spannungsfeld, ein eher kompressional bis transpressional orientiertes Spannungsfeld sowie ggf. eine natürlich bedingte Vorspannung der Schwachzonen (hier kommt es zumeist dann zur Triggerung von Seismizität; vgl. Majer et al. 2007 und Quellen darin). Wir verstehen unter der Triggerung von Seismizität, im Einklang mit der Definition des Bundesverbands der Geothermie (GtV 2014), wenn die aktivierte Herdfläche über die Größe des anthropogen beeinflussten Bereichs hinausgeht. Generell ist festzuhalten, dass entsprechende Eingriffe in den Untergrund immer Einfluss auf das dortige Spannungsfeld haben und dementsprechende Spannungsumlagerungen verursacht werden. Die Intensität der Auswirkungen auf die Erdoberfläche hängen aber entsprechend von den geologischen und tektonischen Gegebenheiten ab. Zum Beispiel ist in einem natürlicherweise aseismischen Gebiet ohne nahegelegenen Schwächezonen und mit sedimentären Gesteinen im Untergrund durch übliche technische Maßnahme im tiefen Untergrund (> 3 km Teufe), wie einer hydraulischen Stimulation, keine spürbare induzierte Seismizität an der Erdoberfläche zu erwarten. Durch sensitive Messtechnik und geeignete Messstandorte wären Mikrobeben aber detektierbar. In Bezug auf hydraulische Stimulationen, wie sie bei Vorhaben der Tiefengeothermie eingesetzt werden, ist diese Mikrobebenaktivität sogar erwünscht, um Aussagen über den erschlossenen Reservoirbereich treffen zu können. Die Injektion von Fluid unter hohem Druck in den Untergrund verursacht dort eine Erhöhung des Porenwasserdrucks und damit eine Verringerung der Gesteinsfestigkeit. Bei entsprechenden Spannungsverhältnissen, wie zum Beispiel einem kompressionalen Regime, und ggf. vorhandenen Schwachzonen im Gestein, werden diese reaktiviert bzw. neue Brüche (seismisch relevant sind v.a. Scherbrüche) im Gestein verursacht. Die Dimensionierung der aktivierten Rissfläche korreliert mit der freigesetzten seismischen Energie (Gl. II.2-1):

$$M_0 = G \cdot d \cdot A \quad \text{und} \quad M_w = 2/3 \log M_0 - 6,07 \quad \text{Gl. II.2-1}$$

wobei M_0 : seismisches Moment [Nm], G : Schermodul [Pa], d : Versatz [m], A : Scherfläche [m²], M_w : Momentenmagnitude [-] (Kanamori & Anderson 1975, Hanks & Kanamori 1979).

Tab. II.2-1: Beispielhafte Übersicht zu in der Literatur beschriebenen seismischen Ereignissen, die, im Zusammenspiel mit anthropogenen Maßnahmen, auf fluidinduzierter Seismizität beruhen.

Lokation	Nutzung	M _{max}	Ursache	Tiefe [km] (Herd-tiefe)	natürl. Seismizität/ Störung/ Triggerung	Literatur
Ashtabula, USA	Abwasserent-sorgung	3,6	Injektion	1,8	ja / ja / nein	Nicholson& Wesson 1990, 1992
Denver, USA	Abwasserent-sorgung.	5,5	Injektion	3,7	nein / ja/ nein	Nicholson& Wesson 1990, 1992
Coalinga, USA	Erdölprod.	6,5	Produktion	~1,2 (~10)	ja / ja / ja	Germanovich et al. 1999, McGarr 1991, Nicholson & Wesson 1992
Zagros Belt, Iran	Erdöl/-gasprod.	5	Injektion, Produktion	~5,0	ja / ja / ja	Jalali et al. 2008
Koyna, Indien	Staudamm	6,3	Auflast	Erdober-fläche (~6-14)	nein / ja / ja	Gupta 1984, Talwani 1997
The Geysers, USA	Geothermie (HT)*	4,6	Injektion, Produktion	~1,5-3,0	ja / ja / nein	Majer et al 2007, Rutqvist & Oldenburg 2007
Berlín, El Salvador	Geothermie (HT, EGS)*	4,4	Injektion, Produktion	0,7-2,5	ja / ja / ja	Bommer et al. 2006, Majer et al. 2007
Rotokawa, Neuseeland	Geothermie (HT)*	3,5	Injektion	~1,0-2,5	ja / ja / ja	Bromley 2013
Cooper Basin, Australien	Geothermie (EGS)*	3,7	Stimulation	4,2-4,4	nein / ja / nein	Asanuma et al 2005, Baisch et al. 2006

*HT: Hochenthalpie, EGS: Enhanced Geothermal System

Der Prozess der induzierten Seismizität infolge hydraulischer Reservoirstimulation gehorcht den physikalischen Grundgesetzen in Form des Energieerhaltungssatzes (Gl.II.2-2). Dabei sind seismische Wellen eine Form freigesetzter kinetischer Energie. Während einer hydraulischen Stimulation wird Energie durch Fluidinjektion in das Gestein eingebracht. Zu der eingebrachten Energie wird bei Erreichen der Gesteinsfestigkeit die im Gestein gespeicherte Deformationsenergie freigesetzt, in dem neue Zug- und Scherbrüche erzeugt bzw. natürliche präexistente Schwachzonen reaktiviert werden, bis schließlich wieder ein equilibrierter Zustand erreicht ist bzw. die induzierten Spannungsumlagerungen die effektiven Spannungen im Gestein nicht mehr überschreiten (Abb. II.2-1a).

$$dE_k + dW = dA + dQ$$

Gl. II.2-2

dabei sind dE_k = Änderung der kinetischen Energie; dW = Änderung der Deformationsenergie; dA = Änderung der äußeren Arbeit und dQ = Änderung der Wärmeenergie.

Die freigesetzte Energie wird nach Gl. II.2-2 wieder in andere Energieformen umgewandelt, wie Wärmeenergie infolge Reibung entlang der Schwachzone, Arbeit in Form des Versatzes von Gesteinsmassen und kinetische Energie in Form seismischer Wellen. Dafür müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Notwendige Bedingung ist die Überschreitung der Gesteinsfestigkeit ($\sigma > \sigma_s$) und
- Hinreichende Bedingungen sind die Spannungsreduzierung (Englisch: stress drop) $\Delta\sigma > 0$ sowie das Entfestigungsmodul $|E_{Ent}| > \text{Belastungsmodul } |E|$

Tiefengeothermische Reservoirs (3.000-7.000m), die in kristallinen Gesteinsformationen, wie Granit oder Gneis, liegen, erfüllen die oben genannten Bedingungen (Abb. II.2-1b). Dabei wird die notwendige Bedingung durch die hydraulische Stimulation bewirkt, in dem der Porenwasserdruck erhöht wird und somit die effektive Spannung und damit die Gesteinsfestigkeit herabgesetzt wird. Selbst wenn die Spannungsherabsetzung isotrop ist, d.h. in allen drei Hauptspannungsrichtung gleich ist, können die Kriterien für Zug- oder Scherversagen erfüllt werden (Abb.II.2-2). Zeitgleich steigt der Entfestigungsmodul infolge der Verringerung der kleinsten effektiven Normalspannung stark an (Abb. II.2-1b). Der Anstieg des Entfestigungsmoduls und die Spannungsumlagerung beschleunigen die Energiefreisetzung infolge des Gesteinsversagens.

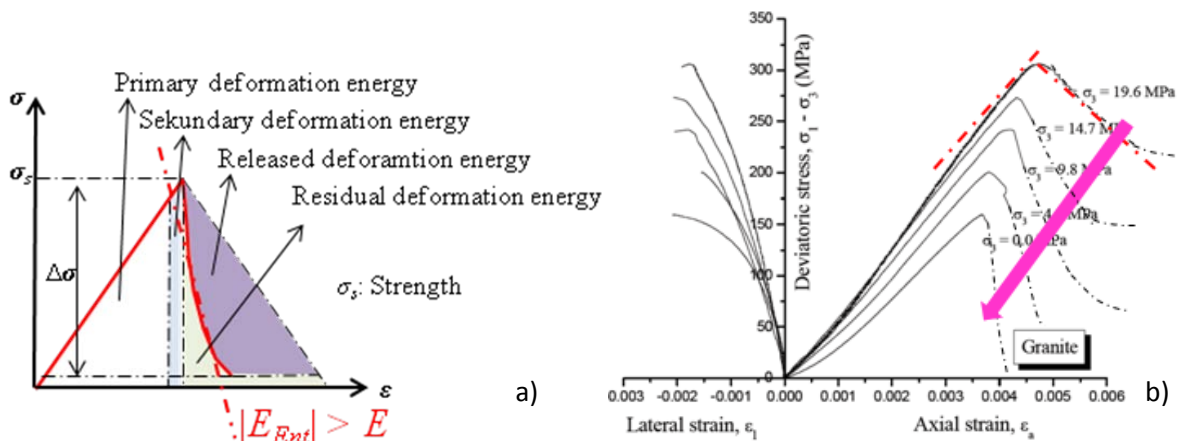


Abb. II.2-1: a) Prinzipielle Darstellung der Freisetzung von Deformationsenergie (Hou & Zhou 2009); b) Spannungs-Verformungs-Kurven von Granit bei einaxialen und triaxialen Belastungsbedingungen (Chang 2002).

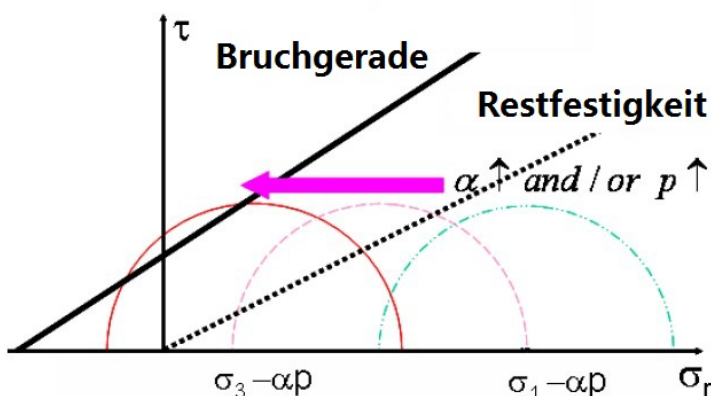


Abb. II.2-2: Verschiebung des Mohr-Spannungskreises infolge der Erhöhung des Porendrucks P bzw. des Biot-Koeffizienten α (Hou & Zhou 2010a, 2010b).

Wie kann man aber nun die große Menge an freigesetzter Deformationsenergie, wie z.B. im Falle des Deep Heat Mining Projekts in Basel, erklären? Im Prinzip versagt Gestein durch zwei Mechanismen: durch Zugbruch oder Scherbruch bzw. einer Mischform dieser Mechanismen. In beiden Fällen wird Deformationsenergie freigesetzt. Im Falle des Scherbruchs ist deren Menge für einen gleichen

Gesteinstyp vergleichsweise sehr viel größer. Die Energiefreisetzung erfolgt bei einem Zugbruch nur im Nahfeld der Bruchfront (Abb.II.2-3a). Nach dem Gesteinsversagen bleibt entlang des Bruches keine Restzugfestigkeit erhalten. Dadurch wird bei nachfolgender Aufweitung des Zugbruchs von der bestehenden Bruchfläche keine weitere nennenswerte Deformationsenergie freigesetzt. Dagegen existiert nach initialem Scherversagen entlang des Bruches immer noch eine Restscherfestigkeit, die bei weiterem Bruchfortschritt überwunden werden muss (Abb.II.2-3b). Das Gestein kann in Form einer wiederholten Scherung quasi „mehrfach Versagen“. Ein bereits vorhandener Scherbruch hat immer wieder einen Beitrag an der freigesetzten Deformationsenergie und somit steigt die Energieemission mit Größe der gescherten Bruchfläche an.

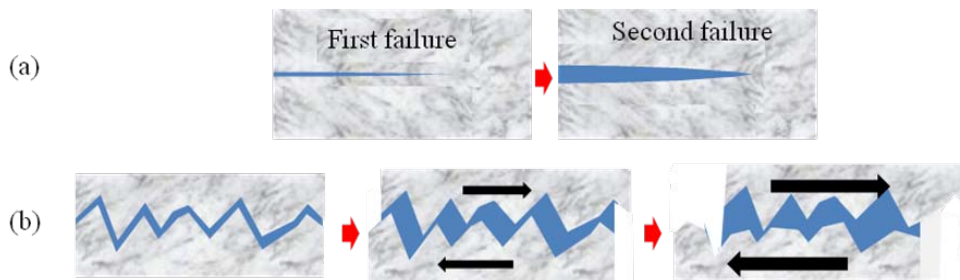


Abb. II.2-3: Vereinfachte schematische Darstellung der Rissausbreitung infolge von (a) Zug- und (b) Scherversagen bei einer hydraulischen Reservoirstimulation (Hou & Zhou 2010a, 2010b).

Im Falle einer hydraulischen Stimulation kommt es nun zur Erzeugung neuer und/ oder Reaktivierung natürlicher präexistenter Brüche im Gestein. Welcher Bruchtyp entsteht, hängt dabei von den jeweiligen Untergrundbedingungen ab. Dieses sind i.d.R. der lokal vorherrschende anisotrope Spannungszustand, der initiale Reservoirdruck sowie die Zug- und Scherfestigkeit des Gesteins (Abb. II.2-4; Gl. II.2-3 - Gl. II.2-5). Im Falle einer geringen Zugfestigkeit des Gesteins und schwacher Anisotropie des Spannungsfeldes, mit z.B. extensionalem Charakter ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$; charakteristischer Störungstyp sind Abschiebungen), ist Zugversagen der dominierende Mechanismus. Scherversagen ist dagegen charakteristisch bei kompressiven ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$) bis transpressiven ($\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$) Spannungsbedingungen.

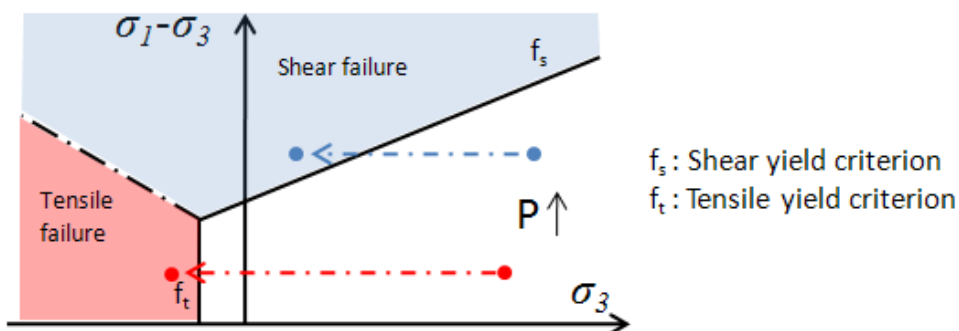


Abb. II.2-4: Schematische Darstellung der zugrundeliegenden Festigkeitskriterien und möglicher Verläufe des Gesteinsversagens infolge einer Porenwasserdruckerhöhung bei hydraulischer Stimulation.

Die Bruchkriterien für Scher- f^s und Zugversagen f^t lassen sich durch die folgenden Gleichungen darstellen:

$$f^s = \sigma_1 - \sigma_3 N_\varphi + 2c\sqrt{N_\varphi} \quad \text{Gl. II.2-3}$$

$$f^t = \sigma_3 - \sigma^t \quad \text{Gl. II.2-4}$$

wobei c : Kohäsion [Pa]; φ : Reibungswinkel [°]; σ^t : Zugfestigkeit [Pa]; σ_1 : maximale Hauptspannung [Pa]; σ_3 : minimale Hauptspannung [Pa] und

$$N_\varphi = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \quad \text{Gl. II.2-5}$$

II.2.1 Geothermie

Im Bereich der Nutzung und Erschließung tiefegeothermischer Reservoir gibt es einige Beispiele, bei denen es zu größeren seismischen Ereignissen gekommen ist (Tab. II.2-1; z.B. Majer et al. 2007). Produktionsbedingt sind weltweit das Geysers Geothermiefeld in den USA, das Berlín-Feld in El Salvador oder Kawerau in Neuseeland zu nennen. Mit Ausnahme des Berlín-Feldes, bei dem im Jahr 2003 zusätzlich auch hydraulisch stimuliert wurde, handelt es sich hierbei ausschließlich um hydrothermale Geothermievorhaben. Aufgrund von hydraulischen Stimulationsmaßnahmen verursachte Erbebenaktivitäten sind aus Cooper Basin in Australien, Soultz-sous-Forêts in Frankreich oder Basel in der Schweiz bekannt. In diesen Fällen handelt es sich um sogenannte Enhanced Geothermal Systems (EGS).

In Deutschland sind die Vorhaben in Landau (Betrieb seit 2007) und Insheim (seit 2012 in Betrieb) sowie Unterhaching (Betrieb seit 2007) im Zusammenhang mit Mikroseismizität bekannt. In Unterhaching (süddeutsches Molassebecken) wird aus dem Malmkarst, als hydrothermalen Nutzhorizont, produziert. Das Gebiet des süddeutschen Molassebeckens gilt, aufgrund der in der Vergangenheit gering aufgetretenen natürlichen Seismizität und trotz zahlreicher etwa alpenparalleler Störungssysteme (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie 2010), als aseismisch (Abb. II.2-5). Die Situation in Landau und Insheim (Westflanke des Oberrheingrabens) ist dagegen anders. Hier treten gelegentlich aufgrund der tektonisch immer noch aktiven Grabensituation unter aktuell transtensionalen Spannungsverhältnissen mit sinistraler Verschiebungssinn (Cornu & Bertrand 2005) natürliche Erdbeben auf (Abb. II.2-5).

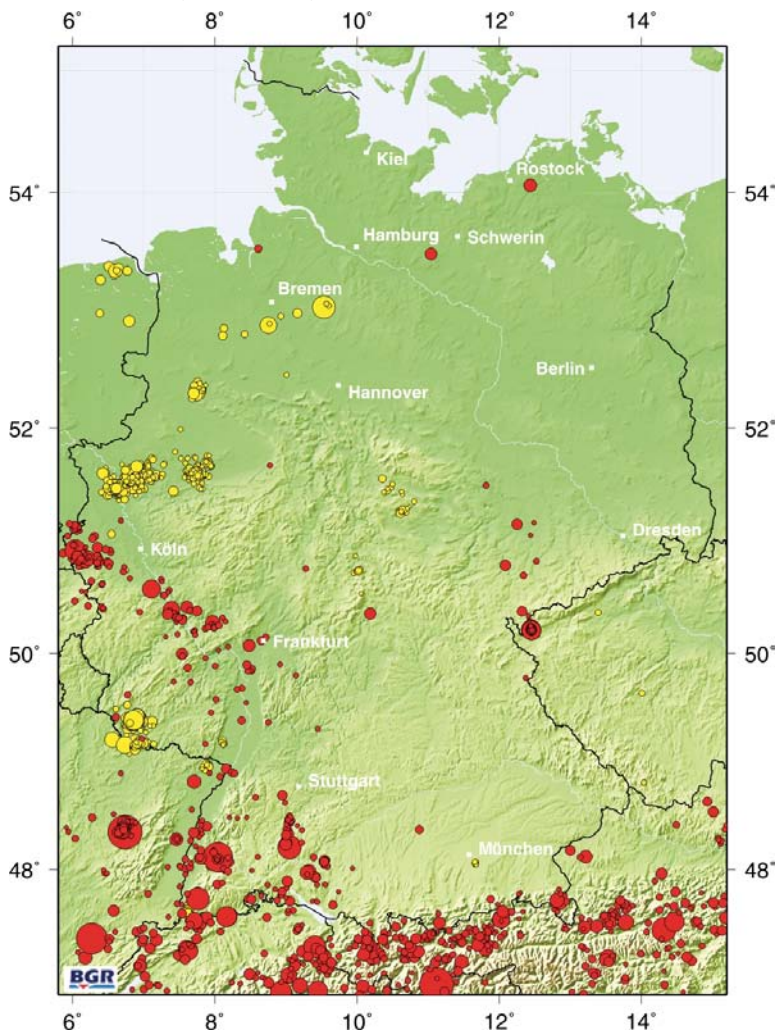


Abb. II.2-5: Natürliche (rot) und möglicherweise induzierte Seismizität (gelb) in Deutschland seit 2000 (seismischer Katalog der BGR; MAGS-Projekt 2011).

Aufgrund der Lokalisierung der jüngsten seismischen Ereignisse (Unterhaching seit Januar 2008, in Landau seit November 2007), die jeweils im Bereich der genutzten geothermischen Horizonte und jeweils um die Reinjektionsbohrungen liegen, ist ein Zusammenhang von auftretender Seismizität und geothermischer Untergrundnutzung sehr wahrscheinlich (Bönnemann et al. 2010, Megies & Wassermann 2011). Da sich die Nutzung räumlich jeweils auf bzw. entlang von Störungen konzentriert, ist hier eine Aktivierung dieser Systeme aufgrund von Porenwasserdruckänderung und/oder thermisch induzierten Spannungen durch die Reinjektion des energetisch genutzten Thermalwassers (Reinjektion abgekühlten Fluids) nicht auszuschließen.

II.2.2 Vergleich zu Stimulationen in der Kohlenwasserstoffindustrie

Fluidinduzierte Seismizität im Bereich der Kohlenwasserstoffexploitation (E&P) ist, wie oben schon beschrieben, ein bekanntes Phänomen. In Bezug auf hydraulische Stimulationen sind die Erfahrungen zwischen E&P-Vorhaben und Tiefengeothermieprojekten sehr unterschiedlich. Als wesentliche Unterschiede sind z.B. die Dimensionen der Rissausbreitung und die generelle Durchführung der technischen Maßnahmen zu nennen. Während in der E&P das Stimulationsfluid meist aus Wasser mit vielerlei chemischen Additiven sowie Stützmitteln, wie Quarzsand, besteht, die den Wirkungsgrad der hydraulischen Stimulation, jeweils angepasst an den geologischen Untergrund, optimieren, wird in der Tiefengeothermie i.d.R. nur reines Süßwasser als Fluid injiziert (Economides & Nolte 2000; Jung 1986; Jung & Sperber 2009). Dies ist vergleichsweise ökologisch unbedenklich. Weiterhin unterscheiden sich auch die Injektionsvolumina und die Größe der dadurch erzeugten Fracs erheblich. Während in der Geothermie standardmäßig mehr als 10.000 m³ Fluid (z.B. GeneSys, Hannover Groß-Buchholz: 20.000 m³) für die Generierung eines Fracs injiziert werden, werden in E&P-Projekten meist nur einige hundert Kubikmeter (Tight Gas Lagerstätten; bei Shale Gas Lagerstätten eher einige tausend Kubikmeter) Fluid je Frac verpresst. Die pro Stimulation erzeugten Bruchflächen variieren dementsprechend zwischen einigen tausend Quadratmetern (bei E&P) und Quadratkilometern (Tiefengeothermie; Hou et al. 2012). Standardmäßig werden hydraulische Stimulationen in der Tiefengeothermie zurzeit i.d.R. meist nur einmal pro Bohrung durchgeführt. Bei E&P-Vorhaben werden, insbesondere im Bereich der unkonventionellen Lagerstätten (Tight- und Shale-Gas), dagegen häufig Multi-Fracs durchgeführt, bei denen entlang der Bohrung (horizontal abgelenkt) in gewissen Abständen Reservoirstimulationen durchgeführt werden. Pro Standort werden meist mehrere Bohrungen aus einer Zentralbohrung abgelenkt, um so einen möglichst großen Teil des Reservoirs zu erschließen (z.B. Reinicke 2011; 2012). In Summe kann vergleichsweise somit sogar sehr viel mehr Bruchfläche erzeugt werden als bei Tiefengeothermieprojekten. Spürbare induzierte Seismizität ist hierbei eine sehr seltene Ausnahme und an besondere Standortbedingungen geknüpft (de Pater & Baisch 2011). Denkbar ist daher, dass die Adaptierung der Vorteile dieser Technologie – Horizontalbohrung und Multi-Frac-Verfahren – einen zielführenden Weg der geothermischen Reservoirerschließung darstellt, um die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und die gleichzeitige Minimierung technischer Risiken, wie der induzierten Mikroseismizität, in Einklang zu bringen.

II.3 Numerisches THM:C-Modellierungskonzept

Die im Kapitel I.4 genannten Modellkonzepte zur modelltechnischen Ermittlung induzierter Seismizität in der Stimulations- und Betriebsphase von Tiefengeothermievorhaben wurden im Laufe des Vorhabens weiterentwickelt. Das heißt, dass es eine stetige Modellanpassung an neue Erkenntnisse gibt. Das Konzept, wie es am Ende der ersten Phase des MAGS-Vorhabens bestand hat, ist in Abbildung II.3-1 dargestellt. Für die Umsetzung und Anwendung des Modellkonzeptes sind die Sachmittelaufwendung, in Form von Hard- und Softwareanschaffungen, sowie ein erheblicher Teil des Personalaufwandes verwendet worden.

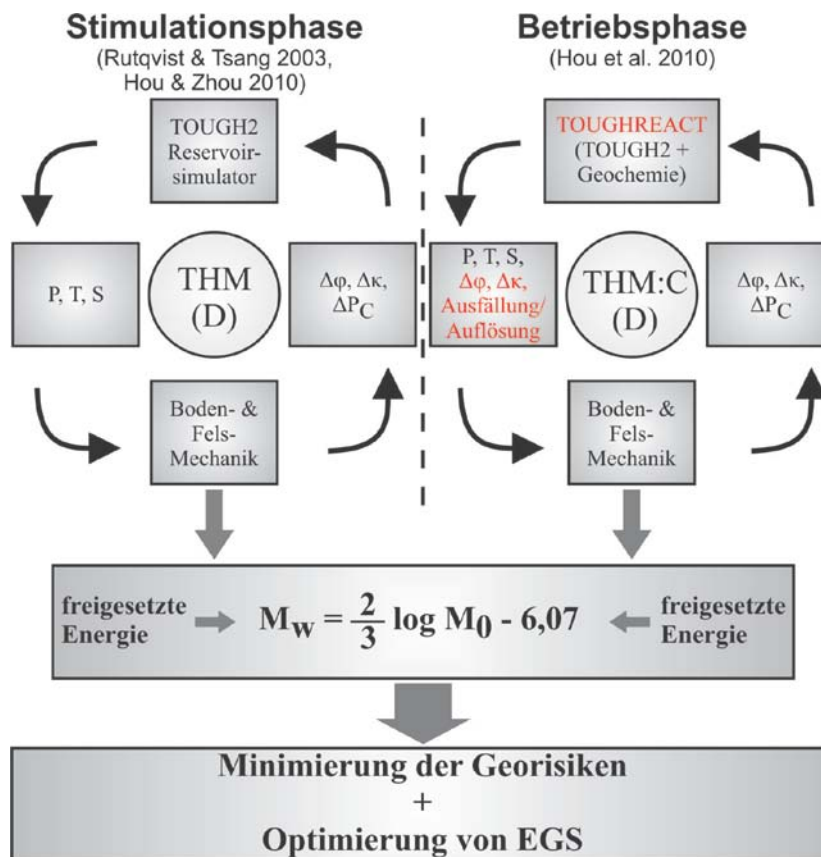


Abb. II.3-1: Im Rahmen des MAGS-Einzelprojektes 6 weiterentwickeltes Modellierungskonzept zur Simulation der Stimulations- und Betriebsphase von Tiefengeothermievorhaben.

Grundlegend für beide Fälle ist der Austausch von jeweils dynamisch berechneten Parametern pro Rechenschritt, mittels derer die freigesetzte seismische Energie und somit eine Bestimmung der Momentenmagnitude M_w möglich ist. Der Austausch erfolgt zwischen den miteinander gekoppelten Programmen FLAC3D und TOUGH2MP/EOS3 bzw. TOUGHREACT (s. Kap. II.3.2). FLAC3D übernimmt dabei den Part der felsmechanischen Berechnungen während TOUGH2MP/EOS3 bzw. TOUGHREACT als Multiphasen-Reservoirsimulatoren fungieren. Hierbei bestimmt und übergibt der Reservoirsimulator pro Rechenschritt den sich zeitlich verändernden Einfluss auf Parameter, wie Druck (P), Temperatur (T) und Fluid-Sättigung (S), an den felsmechanischen Simulator FLAC3D der darauf aufbauend die Auswirkungen auf die Porosität (ϕ), die Permeabilität (K) und den Kapillardruck (P_c) ermittelt. Diese Informationen gibt er wieder zurück an den Reservoirsimulator z.B. TOUGH2MP. So entsteht ein abgeschlossener und sich pro Rechenschritt wiederholender Modellierungskreislauf, um thermische (T), hydraulische (H) und mechanische (M) Prozesse darzustellen (s. Kap. II.3.3). Im Falle der Betriebsphasensimulation werden die ermittelten Parameter um chemische Einflussparameter (C) erweitert, so dass Einflüsse auf das Reservoir, die z.B. durch Auflösungen und Ausfällungen verursacht werden, ebenfalls berücksichtigt werden können (s. Kap. II.3.4). Dieser Teil des Konzeptes konnte im Laufe dieser ersten Phase von MAGS, aufgrund der in Kapitel I.4 genannten Gründe, zum Teil nicht wie geplant umgesetzt werden.

II.3.1 FLAC3D^{PLUS} im Vergleich zu industriellen Standardsimulatoren (semi-analytische Simulatoren für die hydraulische Reservoirstimulation)

Für die im Rahmen des Einzelprojektes 6 des MAGS-Projektes vorgesehenen numerischen Analysen wird als Basis u.a. die Software FLAC3D der Firma Itasca, ein weltweit bekannter 3D-Simulator zur Behandlung geotechnischer Fragestellungen, verwendet. Mit dem Simulator können mechanische (quasi-statisch oder dynamisch), hydraulische und thermische Prozesse separat oder gekoppelt berechnet werden. Zudem bietet das Programm eine sehr benutzerfreundliche Schnittstelle für

eigene individuelle Entwicklungen (ITASCA 2008a). Für die hier untersuchten Fragestellungen wurden in FLAC3D neue Modellansätze integriert (Entwicklung zu FLAC3D^{PLUS}). Das Simulationskonzept für die numerische Berechnung der Frac-Ausbreitung ist in Hou & Zhou (2011, 2013) sowie Zhou & Hou (2013) dargestellt und dient als Grundlage für die hier durchgeführten Analysen (s. Kap. II.4). Der weiterentwickelte Simulator FLAC3D^{PLUS} besitzt gegenüber industriellen Standardsimulatoren, wie FracPro oder MFrac, Vorteile, z.B. in Form einer vollständigen dreidimensionalen Berechnung. Die Bruchausbreitung und damit verbundene Energiefreisetzen im Untergrund, z.B. durch hydraulische Stimulation, können entsprechend der Geologie und in Abhängigkeit der räumlichen Diskretisierung realitätsnah simuliert werden. Industriestandard ist, unter Berücksichtigung der kleineren Horizontalspannung σ_h , die Berechnung eines Zugbruchs durch zwei hypothetische Halbellipsen (das sogenannte Lumped-P3D-Modell; Abb. II.3-2). Das Gesamtspannungsfeld, Spannungsumlagerung, Energiefreisetzung, individuelle Bestimmung des Bruchmechanismus (Scher- und / oder Zugbruch) sowie eine schichtabhängige Bruchausbreitung sind nicht darstellbar. FLAC3D^{PLUS} ist außerdem in der Lage, den Leak-off bei einer hydraulischen Stimulation eigenständig zu ermitteln und benötigt dafür keinen externen empirischen Berechnungsvorgang.

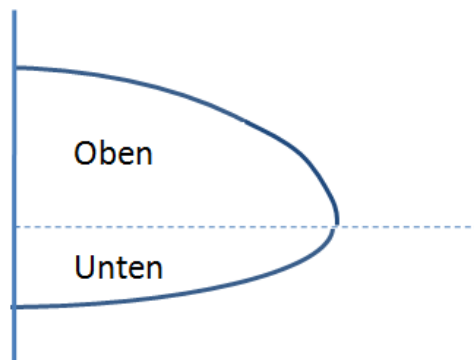


Abb. II.3-2: Schema der geometrischen Darstellung eines Bruchs mittels des Lumped-P3D-Modells. Die horizontale Ausdehnung ist gleich, die vertikale Ausdehnung ist nach unten aber geringer.

Auch für die Untersuchung der geologischen Barriereintegrität kommt nur die hydromechanisch gekoppelte 3D-Modellierung in Frage, da die in der Industrie eingesetzten semi-analytischen Frac-Simulatoren, wie auch das häufig verwendete numerische PL3D (planar 3D) Modell, die dritte Dimension nicht abbilden können (Hou & Zhou 2011). Während dieses Projektes konnten die Vorteile im Rahmen der Bearbeitung des GeneSys-Vorhabens gezeigt werden, da die BGR mit FracPro die Frac-Vorausberechnungen angestellt hat (vgl. Abb. II.3-3 u. Abb.II.4-32).

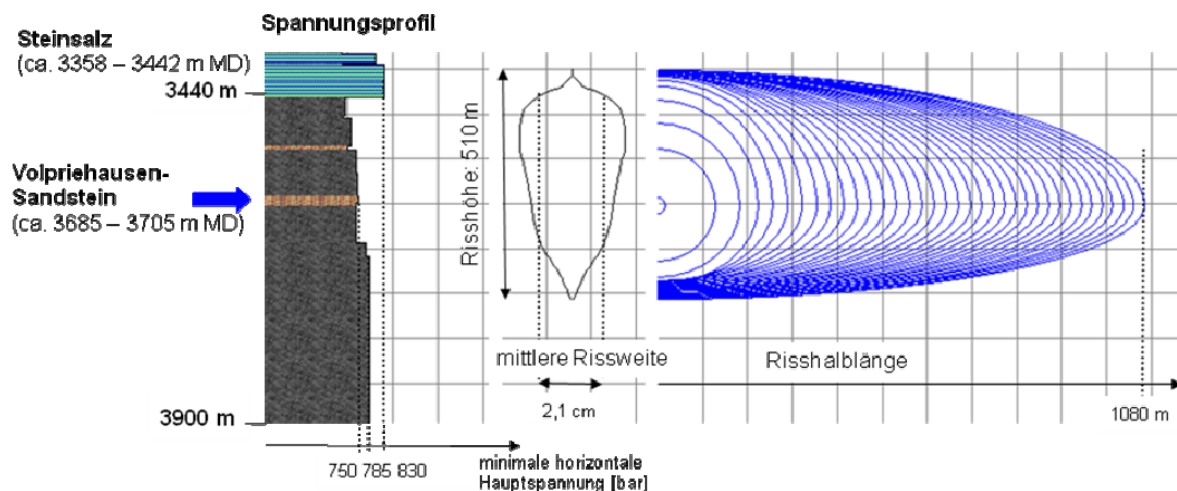


Abb. II.3-3: Vorausberechnung der GeneSys-Stimulation mit FracPro (Krug et al. 2010).

II.3.2 Kopplung der Programme FLAC3D^{PLUS} und TOUGH2MP sowie FLAC3D^{PLUS} und TOUGHREACT

Die zwei schon ausführlich verifizierten und über Veröffentlichung bekannten Programme TOUGH2MP (Zhang et al. 2008) und FLAC3D^{PLUS} (Hou & Zhou 2011, 2013) werden gekoppelt, um die simulationstechnische Abbildung von gekoppelten THM-Prozessen unter Berücksichtigung von Multiphasenströmung zu ermöglichen.

TOUGH2MP ist ein sogenanntes TH- (thermisch-hydraulisch) und FLAC3D^{PLUS} ein THM-Rechencode (thermisch-hydraulisch-mechanisch), die durch Anwendung einer sequentiellen Ausführungsmethode sowie der Möglichkeit des Datenaustausches durch nichtlineare Kopplungsfunktionen in der Lage sind, hochkomplexe Geoprozesse, wie sie z.B. bei der Tiefengeothermie auftauchen, zu lösen. Der Rechencode von TOUGH2MP löst gekoppelte Probleme von komplexen geologischen Systemen, die durch Fluidströmungsprozesse gekennzeichnet sind und in denen nicht-isothermale Zustände, Multi-Phasen sowie Multi-Komponenten vorherrschen. Der FLAC3D^{PLUS}-Rechencode zeichnet sich dadurch aus, dass gekoppelte, thermomechanische und hydromechanische Prozesse der Einzelphasenströmung abgebildet werden können. Obwohl die sequentielle Kopplung der beiden Rechencodes prinzipiell weniger effizient in Bezug auf die Rechengeschwindigkeit gegenüber der Ausführung der einzelnen Codes ist, besteht jedoch der große Vorteil, dass durch die Kopplung die Betrachtung komplexere Systeme unter gleichzeitiger Berücksichtigung aller relevanten Prozesse und Einflussparameter möglich ist. Zudem sind beide Codes und deren Kopplung ausgiebig getestet worden und in der Anwendung zur Lösung der geforderten spezifischen Fragestellungen weit verbreitet (Rutqvist et al. 2002).

Die ersten Kopplungsentwicklungen sind in Rutqvist et al. (2002) aufgeführt. Damals wurde aber nicht die parallelisierte Version, sondern lediglich TOUGH2 benutzt. Aufgrund der verwendeten Programmiersprache Fortran77 sind darin die Geschwindigkeit und die Anzahl der Elemente beschränkt. Darauf basierend wurde innerhalb dieses Projektes das Datenaustauschmodule mit WINSOCKET erweitert, so dass große Mengen von Daten ausgetauscht werden können und die Beschleunigung der Berechnung durch Parallelisierung von TOUGH2MP (in Fortran90 programmiert) ermöglicht ist.

Das HM-gekoppelte Modell wird in TOUGH2MP/EOS3-FLAC3D^{PLUS} implementiert. Das Kopplungskonzept ist in Abbildung II.3-4 dargestellt. Für die Kopplung der thermisch-hydraulischen-Prozesse (TH) mit den mechanischen Vorgängen (M) werden die Mehrphasenströmung, der Porendruck, die Porenraumsättigung und die Temperatur vom Code TOUGH2MP ermittelt sowie die aktualisierten Größen an das Programm FLAC3D^{PLUS} übergeben. Im Anschluss an diesen Datentransfer werden in FLAC3D^{PLUS} die thermale Expansion und die effektiven Spannungen mittels der in FLAC3D^{PLUS} integrierten thermalen Ausdehnungskoeffizienten und Biot-Koeffizienten berechnet. Für die gekoppelten hydro-mechanischen (HM) und thermo-mechanischen (TM) Prozesse werden durch das Programm FLAC3D^{PLUS} die Verzerrungen und Verschiebung der Klüfte errechnet. Die dadurch veränderten hydraulischen Eigenschaften, wie Porosität und Permeabilitätstensor des geklüfteten Gesteins, werden aktualisiert und wieder dem Programm TOUGH2MP zugeführt sowie direkt in die TH-gekoppelten Berechnungen integriert. Ein integrierter TOUGH2MP-FLAC3D^{PLUS}-Code ermöglicht damit gekoppelte THM-Geoprozesssimulation unter Berücksichtigung eines Multiphasenflusses.

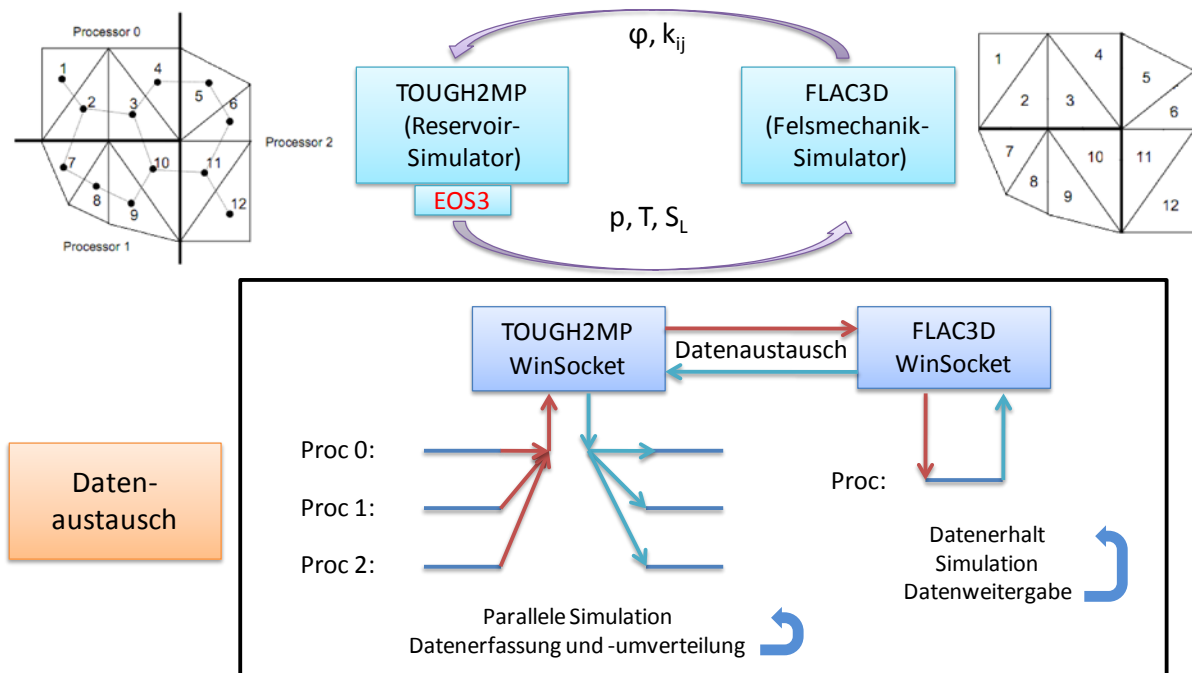
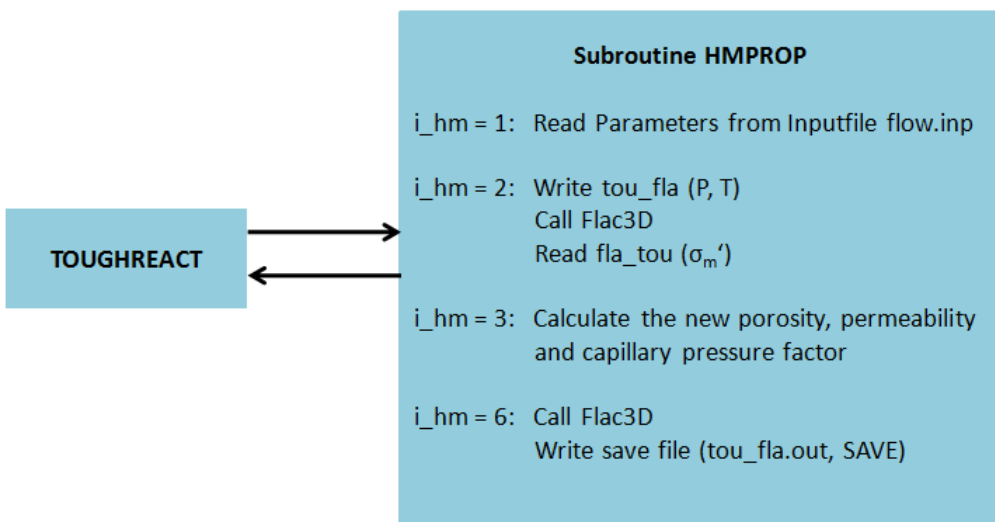


Abb. II.3-4: Kopplungsschema der Programme TOUGH2MP/EOS3 und FLAC3D^{PLUS}

Die Kopplung der Codes TOUGHREACTMP und FLAC3D^{PLUS} wäre nach einem ähnlichen Prinzip vorgenommen worden. Die durchgeführte einfache Kopplung (TOUGHREACT und FLAC3D^{PLUS}) bezieht sich daher nur auf den Prozess des Parameteraustauschs, wie er in Abb. II.3-4 in der Mitte oben dargestellt ist. Ergänzt wird der dargestellte Parameteraustausch durch chemische Prozesskomponenten, die Einfluss auf die Reservoireigenschaften (z.B. durch Ausfällung oder Auflösung von Komponenten) haben können (s. Abb. II.3-1: Modellierung der Betriebsphase). Hierfür werden entsprechende Formeln (s. Kap. II.3.4, Gl. II.3-9- II.3-12) in TOUGHREACT eingesetzt. Durch das Subprogramm HMPROP werden Materialparameter gelesen, die Änderung von Porosität, Permeabilität und Kapillardruck berechnet sowie der Datenaustausch durchgeführt. Die Arbeiten werden durch den angebotenen Schlüssel „i_hm“ den jeweiligen Programmteilen zugewiesen (Abb. II.3-5).



Ab. II.3-5: Schema des Subprogramms HMPROP.

Das Lesen von Parametern wird im Subprogramm *INPUT (t2f.f)* durchgeführt. Bei der Initialisierung wird, nach den Subprogrammen *EOS* und *BALLA*, in denen die Phasenänderung und Massenbilanz

berechnet werden, das Subprogramm *HMPROP* mit $i_{hm} = 2$ aufgerufen. Dies entspricht dem ersten Datenaustausch. Zur gleichen Zeit wird der initiale Spannungszustand in FLAC3D berechnet. Dann beginnt der Hauptsimulationsprozess. In jedem Iterationsschritt wird eine Serie von Subprogrammen aufgerufen, z.B. Subprogramm *MULTI* berechnet die Kumulationsterme der Masse und bildet die Gleichungssysteme für die Strömung. Das Subprogramm *QU* behandelt die Quell- und Senkterme und das Subprogramm *LINEQ* löst die Gleichungssysteme (Abb. II.3-6).

Nach jedem Zeitschritt werden die entsprechenden Variablen, wie Porendruck oder Temperatur, durch das Subprogramm *CONVER* aktualisiert. Der Datenaustausch und die Aktualisierung der Porosität, Permeabilität sowie des Kapillardrucks erfolgt in diesem Subprogramm. *HMPROP* wird dabei durch $i_{hm} = 2$ bzw. $= 3$ aufgerufen. Nach dem letzten Zeitschritt wird *HMPROP* mit $i_{hm} = 6$ aufgerufen, um den finalen Spannungszustand zu berechnen und die Ausgabedatei zu schreiben.

Nach dem Übertragen der Verbindungsprogramme in TOUGHREACT-FLAC3D^{PLUS} werden weitere Modifikationen vorgenommen, da die hydraulischen Eigenschaften jetzt durch chemische Prozesse beeinflusst werden (Abb.II.3-6 und Abb.II.3-7).

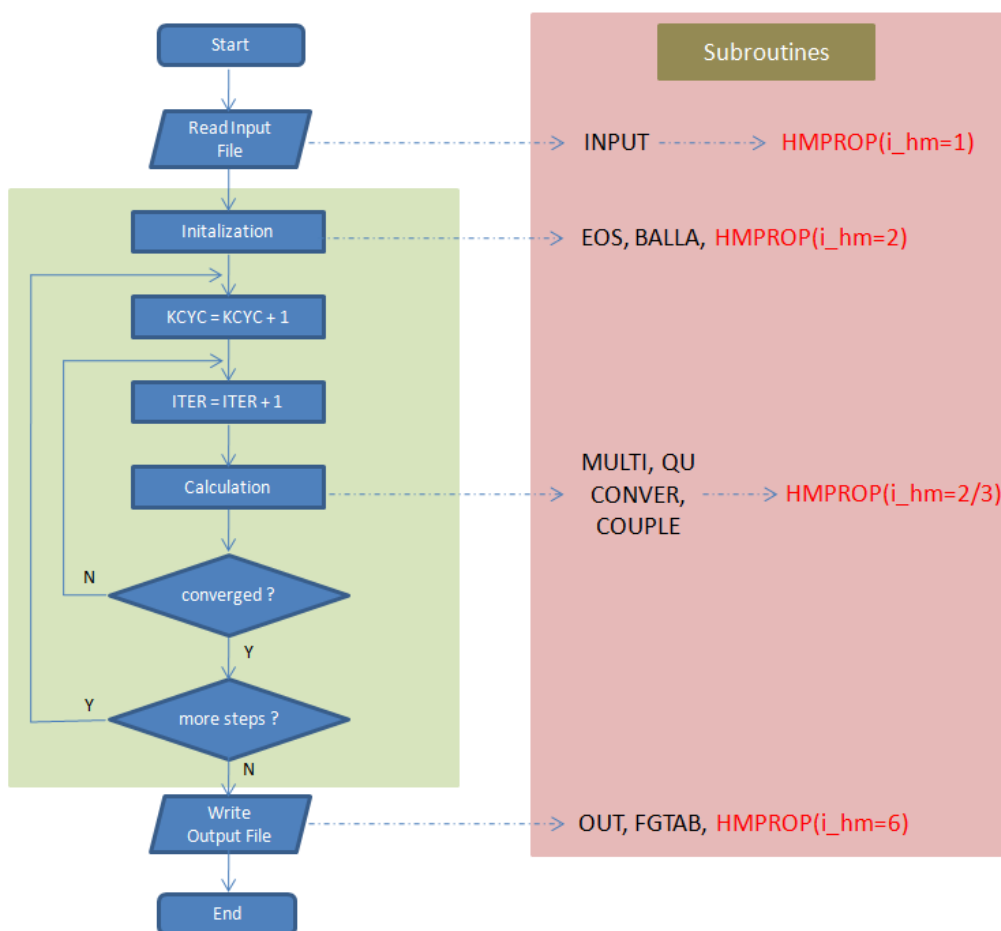


Abb.II.3-6: Fließdiagramm über den Berechnungsablauf und die entsprechenden Aufrufe der Subprogramme.

In TOUGHREACT wird zuerst die Strömung modelliert und dann die chemischen Prozesse. Mit dem Einschalten der chemischen Simulation wird das Subprogramm *CONVER2* statt *CONVER* aufgerufen, um die hydraulischen Eigenschaften zu aktualisieren. In diesem Subprogramm wird zuerst die Volumenänderung der reaktiven Minerale aus dem letzten Zeitschritt als eine Variable (*tempDiff*) gespeichert (Abb. II.3-7). Hierbei sind ϕ_{old} die Porosität, die sich durch den Einfluss von Hydromechanik und chemischen Prozesse, und $\phi_{hm}(old)$ die Porosität, die sich nur durch hydromechanische Einflüsse, im letzten Zeitschritt ergeben haben. Dann werden der Datenaustausch und die Berechnung der neuen Porosität durchgeführt. Am Ende wird die Volumenänderung der reaktiven Minerale zu der neu berechneten Porosität $\phi_{hm}(new)$ addiert. Gleichzeitig wird die Permeabilität $per_{hm}(new)$, die sich durch hydromechanische Prozesse verändert, berechnet.

Anschließend erfolgt die Bestimmung von Permeabilität und Kapillardruck mit dem Subprogramm *PERMCHG* und *LEVSCALE*. Die beiden Subprogramme sind schon in TOUGHREACT vorhanden und werden nur minimal modifiziert, um neue Parameter, wie z.B. die spannungslose Porosität und Permeabilität, berücksichtigen zu können.

Nach der Strömungsberechnung wird das Subprogramm *COUPLE* aufgerufen, um die chemischen Prozesse zu modellieren. Die Porositätsänderung wird im Subprogramm *PHICHG* berechnet. Danach werden *PERMCHG* und *LEVSCALE* wieder aufgerufen und die Permeabilität und der Kapillardruck werden korrigiert.

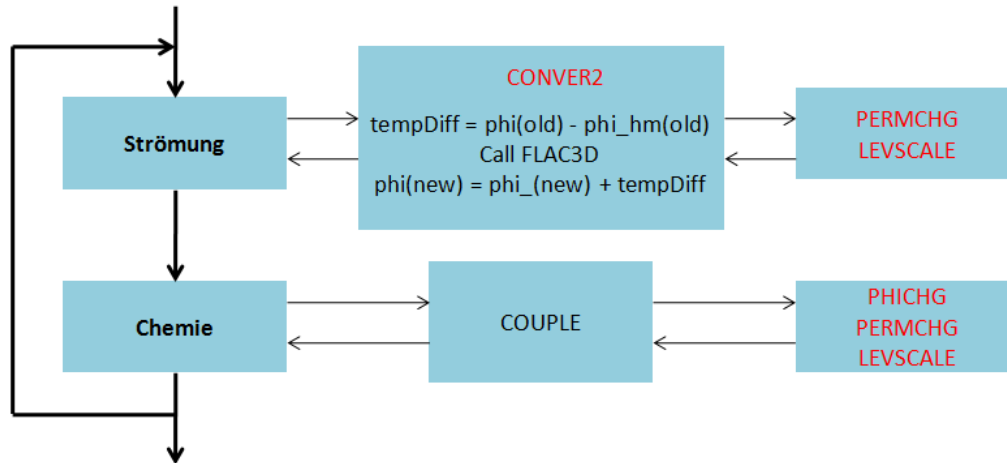


Abb.II.3-7: Verknüpfung und Berechnungspfade von Subprogrammen, die für die Ermittlung gekoppelter THM:C-Prozesse im Code TOUGHREACT-FLAC3D^{PLUS} notwendig sind.

II.3.3 Gekoppeltes THM-Modellierungskonzept für die Stimulationsphase

FLAC3D^{PLUS} ist ein dreidimensionaler Simulationscode, der auf Basis der Finiten-Differenzen-Methode (FDM) arbeitet. Damit können thermisch-hydraulisch-mechanisch gekoppelte Geoprozesse in porösen Medien dynamisch modelliert werden. Um die Bruchausbreitung mit FLAC3D^{PLUS} simulieren zu können, wurde eine neue Modellierungsfunktion, basierend auf der Kontinuumsmechanik, entwickelt und in FLAC3D^{PLUS} implementiert. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass ein Bruchsystem ein Diskontinuum darstellt. Um das Problem zu lösen, wird zur Darstellung der Brüche plastisches Versagen benutzt. Dabei steigt nach Versagen eines Modellelements dessen Permeabilität an. Die Permeabilitätsveränderung hängt dabei von der plastischen Verformungsrate ab. Die Tatsache, dass die Berechnung der plastischen Verformung auf den einzelnen Modellelementen beruht und nicht, wie der Versatz im Diskontinuum, auf den Gitterpunkten (Itasca 2008a), macht eine Klassifizierung der Modellelemente in drei Gruppen notwendig. Dies sind „komplett gebrochene“, „ungebrochene“ und „teilweise gebrochene“ (entsprechen sozusagen der Frac-Front, daher im Weiteren als Frac-Front-Elemente (FFE) bezeichnet) Elemente (Abb. II.3-8a). Die plastische Verformung hat daher auch in den teilweise gebrochenen Elementen Auswirkungen auf die Permeabilitätsberechnung. Außerdem wird durch diesen Vorgang auch der Effekt der Bruchspitze (Bereich zwischen Bruch- und Fluidfront) berücksichtigt. Hier ist kein Fluid vorhanden ist und es findet auch kein Abfall des Fluiddrucks statt (Abb. II.3-8b). Die räumliche Diskretisierung der Modellelemente in FLAC3D^{PLUS} verhindert eine noch detailliertere Berücksichtigung dieses Phänomens.

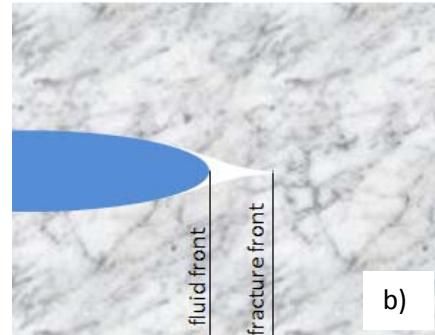
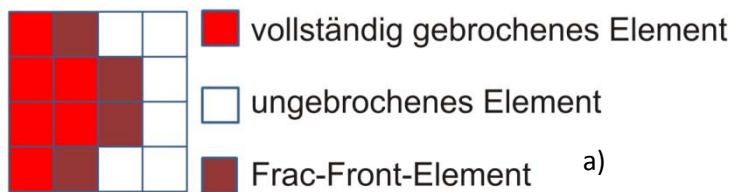


Abb. II.3-8: a) Klassifikation der im Modell verwendeten Elementtypen (s. Text; Hou & Zhou 2011); b) schematische Darstellung des Bereichs der Bruchspitze mit der Bruch- und Fluidfront (Hou & Zhou 2010b).

In den FFE wird das Frac-Ausbreitungskriterium ($P_{\text{int}} > \sigma_3 + \sigma_t$, mit P_{int} : nach Gleichung II.3-1 berechneter Fluiddruck, σ_3 : minimale Hauptspannung, σ_t : tektonische Spannung) überprüft (Hou & Zhou 2011). Wenn dieses Kriterium erfüllt wird, breitet sich der Frac weiter in die Matrix aus.

$$P_{\text{int}} = \sum_{i=1}^n P_f^i \cdot g_i + \sum_{o=1}^{4-n} P_{\text{res}}^o \cdot g_o \quad (n < 4) \quad \text{Gl. II.3-1}$$

mit P_{int} : interpolierter Fluid-Druck an der Frac-Front, P_{res} : Reservoirdruck, g : Gewichtungsfaktor des Einflusses der Nachbarelemente basierend auf dem jeweiligen Abstand der Elementmittelpunkte zueinander.

Der Permeabilitätsanstieg k_f^c wird durch die einfache lineare Gleichung II.3-2 beschrieben:

$$\Delta k_f^c = \sum_{i=1}^8 u_i^{sp} / 8a \quad \text{Gl. II.3-2}$$

dabei sind u^{sp} : plastische Verformung an den Gitterpunkten [m] und a : mathematische Konstante, die über Anpassung des Fluiddrucks am Bohrlochboden (BHP: bottom hole pressure) mittels history matching ermittelt wird.

In Abbildung II.3-9 ist die Abfolge der Berechnungsschritte in FLAC3D^{PLUS}, die für die Bestimmung der Bruchausbreitung und der damit einhergehenden induzierten Seismizität während einer hydraulischen Stimulation notwendig sind, schematisch dargestellt (Hou et al. 2011). Nach der Eingabe der Berechnungsparameter wird zuerst die hydraulische Berechnung (mit Beginn der Injektion) für ein Zeitintervall Δt durchgeführt. Anschließend werden die dadurch veränderten mechanischen Eigenschaften berechnet. Schließlich folgt die Bestimmung der thermischen Reservoirveränderungen. Die Fluidinjektion verändert den Porendruck sowie den Spannungs- und Temperaturzustand im Gestein. Diese sind damit nicht mehr im Gleichgewicht. Dadurch werden die hydraulischen Reservoirereigenschaften (Permeabilität und Porosität), die über die mechanischen und thermischen Prozesse bestimmt werden, beeinflusst. Die dynamische Berechnung der mechanischen Prozesse wird mit dem veränderten Porendruck und der neuen Temperaturverteilung durchgeführt. Hierbei wird der Einfluss auf das Spannungssystem im Gestein bestimmt und ermittelt, ob die Festigkeit des Gesteins in diesem Berechnungszeitschritt überschritten wird. Entsprechend werden für die einzelnen Modellelemente die oben beschriebene Klassifizierung angewendet und die Veränderung von Permeabilität, Porosität und Festigkeit berechnet. Weiterhin wird bestimmt, ob ein Element aufgrund von Zug- und/oder Scherversagen gebrochen ist und wie groß die Verformung und der Versatz sind. Anhand der Verformungswerte können an den Modellgitterpunkten Geschwindigkeiten und entsprechend kinetische Energien berechnet werden. In ersten Modellansätzen wurde über diese kinetische Energie die induzierte Seismizität in Form der Lokalmagnitude M_L abgeleitet (Hou et al. 2011). Innerhalb des Forschungsverbunds war dieser Schritt allerdings umstritten, da die freigesetzte kinetische Energie nicht mit der freigesetzten seismischen Energie gleich zu setzen ist. Zudem erwies sich die getrennte Bestimmung von Hypozentren gleichzeitiger Ereignisse als weitere Schwierigkeit. Nur durch eine inakzeptable Erhöhung des

Rechenaufwands kann man sich der Lösung dieses Problems annähern. Dies ist unserer Meinung nach aber nicht zielführend. Durch die Möglichkeit im Modell vergleichsweise einfach, die Momentenmagnitude M_w zu bestimmen, ergibt sich eine wissenschaftlich bessere Lösung zur Seismizitätsabschätzung. Zunächst erwies sich dabei zwar die allgemeine Anwendbarkeit der Bestimmungsmethode von M_w bei z.B. vorherrschendem Zugversagen des Gesteins als Schwierigkeit, da sich M_w über den Versatz entlang einer Scherbruchfläche definiert (s. Gl. II.2-1 und Kap.II.3.6). Dies konnte nun aber durch die Anpassung der Berechnung von M_w nach Vavryčuk (2011) gelöst werden. Anschließend beginnt der Rechenzyklus mit neuen Porositäts- und Permeabilitätswerten von vorn.

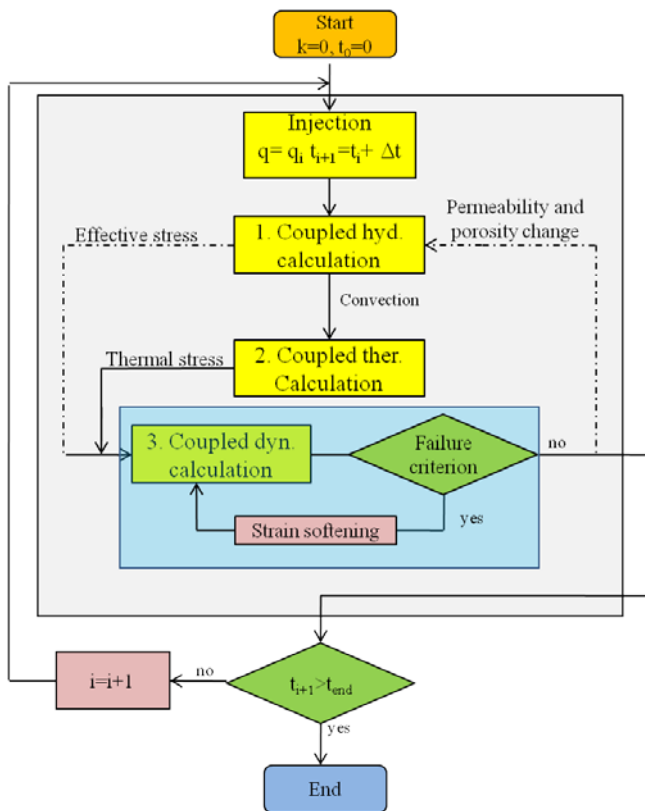


Abb. II.3-9: Iteratives Berechnungsschema des Programms FLAC3D^{PLUS} zur Bestimmung der Bruchausbreitung.

II.3.4 Gekoppeltes THM:C-Modellierungskonzept für die Produktionsphase

Für die Produktionsphase müssen neben den Multiphasenfluss, der mittels TOUGH2MP auch dargestellt werden könnte, auch chemische Reaktionen im System berücksichtigt werden. Hierbei ist vor allem auf Effekte die durch Ausfällung und Auflösung von Komponenten verursacht werden zu achten, da dadurch der Porenraum und die Permeabilität sowie auch die Festigkeit und Spannungskonzentration im Untergrund verändert werden können. Durch eine Verbindung der Codes FLAC3D^{PLUS} und TOUGHREACT kann eine entsprechende Berücksichtigung erfolgen.

Hierbei wird zuerst die Porositätsänderung infolge der rein geochemischen Prozesse betrachtet. Die unterirdischen porösen Medien bestehen aus Porenfluiden und Mineralen. Die Minerale können in Abhängigkeit der Fluidzusammensetzung in reaktive und nichtreaktive Minerale unterteilt werden. Der geochemische Einfluss auf die Porosität wird nach Gleichung II.3-3 berechnet und ist schematisch in Abbildung II.3-10 dargestellt:

$$\phi = 1 - \sum_{j=1}^{n_j} f r_j - f r_u \quad \text{Gl. II.3-3}$$

mit $f r_j$: Volumenanteil von reaktiven Mineralen j [-]; $f r_u$: Volumenanteil von nichtreaktiven Mineralen u [-]; n_j : Anzahl der reaktiven Minerale (s. Abb. II.3-10).

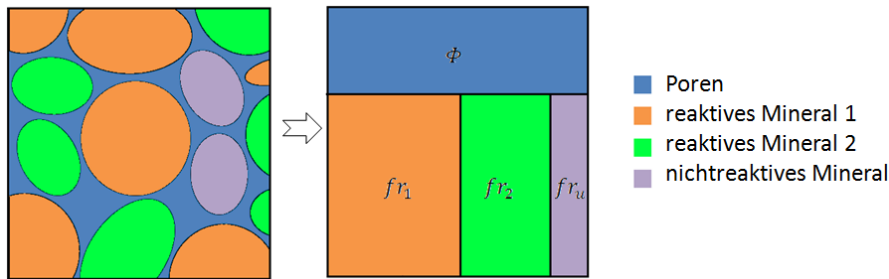


Abb. II.3-10: Schema zur Zusammensetzung und Reaktivität eines porösen Mediums (z.B. eines Sandsteins).

Im Falle vorkommender, chemischer Reaktivität des Systems Fluid-Gestein bleibt der Volumenanteil der nichtreaktiven Minerale konstant, während sich der Volumenanteil der reaktiven Minerale durch den Stofftransport stetig ändert (Δf_{r_j}). Dabei ist die Porositätsänderung $\Delta\phi$ infolge Auflösung bzw. Ausfällung von Mineralen nur von den reaktiven Mineralen abhängig und errechnet sich nach Gleichung II.3-4:

$$\Delta\phi = -\sum_{j=1}^{n_j} \Delta f_{r_j} \quad \text{Gl. II.3-4}$$

Ist Δf_{r_j} positiv, fällt das Mineral j im System aus. Ist Δf_{r_j} negativ, wird das Mineral j im System aufgelöst.

Die Porositätsänderung hat Einfluss auf die Permeabilität des Systems. Zur Evaluierung einer sensitiveren Kopplung zwischen Permeabilität und Porosität haben Verma und Pruess (1988) eine verbesserte Beziehung aufgestellt (Gl. II.3-5):

$$\frac{k}{k_i} = \left(\frac{\phi - \phi_c}{\phi_i - \phi_c} \right)^n \quad \text{Gl. II.3-5}$$

mit k : aktuelle Permeabilität [m^2]; k_i : initiale Permeabilität [m^2] bei der initialen Porosität ϕ_i [-]; ϕ : aktuelle Porosität [-]; ϕ_c : kritische Porosität bei einer Permeabilität von 0 [-].

Die dadurch entstandene Kapillardruckänderung P_c' (P_c : initialer Kapillardruck) wird durch die sogenannte „Leverett scaling relation“ berechnet (Gl. II.3-6):

$$P_c' = P_c \sqrt{\frac{k_i \phi}{k \phi_i}} \quad \text{Gl. II.3-6}$$

Um die Porositätsänderung auch unter Berücksichtigung geomechanischer Einflüsse zu ermitteln, setzt man Gleichung II.3-4 in Gleichung II.3-8 ein (Gl. II.3-9).

$$\phi = \phi_r + (\phi_0 - \phi_r) e^{-a\sigma'_m} \quad \text{Gl. II.3-8}$$

ϕ_0 : spannungslose Porosität [-]; ϕ_r : Restporosität [-]; a : Konstante [Pa^{-1}]; σ'_m : effektive mittlere Spannung [Pa].

$$\phi = \phi_r + (\phi_0 - \phi_r) e^{-a\sigma'_m} - \sum_{j=1}^{n_j} \Delta f_{r_j} \quad \text{Gl. II.3-9}$$

Die Beziehung zwischen Porosität, chemischer Mineralreaktion und effektiver mittlerer Spannung ist in Abbildung II.3-11 dargestellt. Durch Erhöhung der effektiven mittleren Spannung oder im Falle von Mineralausfällungen verringert sich die Porosität. Das Gegenteil geschieht bei Verringerung der effektiven mittleren Spannung bzw. bei Mineralauflösungen. Durch Mischzustände dieser Prozesse kann sich die gleiche Porosität ergeben. Weiterhin kann die Porositätsänderung aus der Mineralreaktion durch mechanische Einflüsse kompensiert werden und umgekehrt.

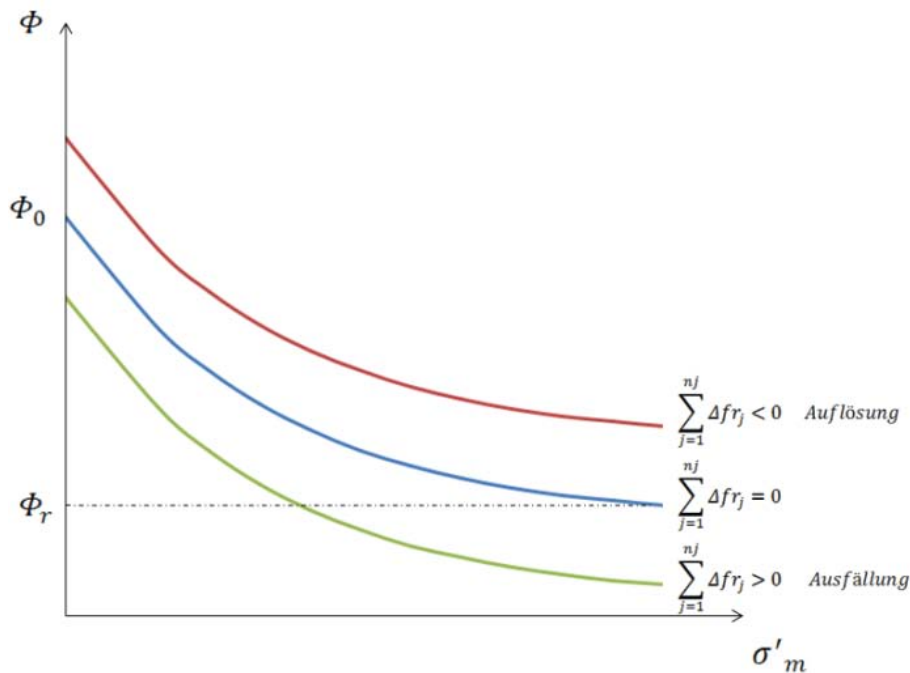


Abb. II.3-11: Beziehung zwischen Porosität, chemischer Mineralreaktion (Ausfällung oder Auflösung) und effektiver mittlerer Spannung im porösen Medium.

Für die Berechnung der Permeabilitätsänderung wird auch Gleichung II.3-5 nach Verma & Pruess (1988) verwendet. Hierbei sind die initiale Porosität und initiale Permeabilität aber nicht mehr konstant, sondern abhängig vom mechanischen Zustand (Gl. II.3-10 und Gl. II.3-11):

$$\phi_i = \phi_r + (\phi_0 - \phi_r)e^{-a\sigma'_m} \quad \text{Gl. II.3-10}$$

$$k_i = k_0 e^{c\left(\frac{\phi}{\phi_0} - 1\right)} \quad \text{Gl. II.3-11}$$

Hier wird ebenfalls die „Leverett scaling relation“ verwendet (Gl. II.3-12). Der Korrekturfaktor wird aus der Porosität und Permeabilität im aktuellen Zustand und der spannungslosen Porosität bzw. Permeabilität (ϕ_0 bzw. k_0) berechnet.

$$Pc' = Pc \sqrt{\frac{k_0 \phi}{k \phi_0}} \quad \text{Gl. II.3-12}$$

II.3.5 Modellierung von Bruchmechanismen mit PFC3D

Es gibt zurzeit viele numerische Methoden, um das Verhalten von Gestein zu simulieren. FLAC3D ist z.B. weit verbreitet und wird kommerziell genutzt, um vor allem das mechanische Verhalten zu simulieren. Aber mit FLAC3D kann man nicht die Gesteinsbestandteile auf mikroskopischer Ebene simulieren. Dies ist wiederum mit dem Simulationsprogramm PFC3D (Particle Flow Code) möglich (Potyondy & Cundall 2004). Im Gegensatz zu dem auf der Kontinuumsmechanik basierenden FLAC3D, in dem die Schädigung indirekt durch empirische Beziehungen ausgedrückt wird, beschreibt PFC3D den Bruch individueller Gefügeteile (basierend auf einer Discrete-Element-Methode (DEM)) oder das Auseinanderbrechen von Kornverbänden, deren Teilschädigung sowie das nichtlineare Materialverhalten ohne Verwendung komplexer Stoffmodelle. Ein Modell besteht dabei aus einer Vielzahl von kleinen Partikeln und entspricht somit sehr viel präziser der Realität. Es können sowohl kugelförmige als auch sehr komplexe Partikel (Anhäufungen) modelliert werden. Zur Modellierung der Kontakte zwischen den Partikeln sind verschiedene Kontaktgesetze implementiert, die frei erweiterbar sind. Die Bindung kann entsprechend lose oder fest sein. Die Partikelgröße kann ebenfalls frei definiert werden. Mit Hilfe der eingebauten Skriptsprache FISH kann die Bewegung der

Modellwände gesteuert werden, so dass sich vom spannungsgesteuerten Triaxialversuch bis zum komplexen Schüttgutförderer jede Anwendung abbilden lässt.

Im Rahmen dieses Projektes ist eine Lizenz des Codes PFC3D angeschafft worden, mit der vor allem das Bruchverhalten relevanter Gesteinstypen, wie z.B. Granit, anhand einaxialer und triaxialer Labortests nachsimuliert wurde. Die Laborergebnisse basieren dabei auf der Messung von akustischen Emissionsmessungen im Probenkörper, anhand derer die Rissentstehung und das Risswachstum nachvollzogen werden können.

Mittels Kopplung mit den Programmen TOUGH2MP und FLAC3D^{PLUS}, war im Modellierungskonzept geplant, PFC3D als virtuelles Geophon einzusetzen. Dieses Ziel hat sich im Laufe des Projektes aufgrund eigener Entwicklung bzgl. äquivalenter Nutzungsmöglichkeiten von FLAC3D^{PLUS} erübrigt. Für die Mikroanalyse des Bruchverhaltens von Gestein ist PFC3D jedoch ein unumgängliches Werkzeug.

Im Rahmen der Bachelorarbeit von Zhao (2010) wurde in einem ersten Simulationslauf das Bruchverhalten eines Granits unter einaxialen und triaxialen Belastungsbedingungen modelliert. Hierbei wurde der Modellkörper einmal idealisiert durch einzelne Kugeln (2.077 Kugeln mit 9.951 Kontakten) und zum anderen, sich der Realität annähernd, durch Anhäufung von kugelförmigen Partikeln (2.077 Partikelanhäufungen mit 37.536 Kontakten) dargestellt (Abb. II.3-12). Die Art der Partikelanhäufung wird anhand von sechs Typen definiert (Abb. II.3-13). Durch die Verwendung von Partikelanhäufungen kann die Form von Gesteinspartikeln, wie z.B. Sandkörnern oder einzelner Kristalle, nachempfunden werden. Die Struktur ist dichter und es entstehen mehr Kontaktstellen. Zudem kann die Art der Partikelverbindung definiert werden, wie z.B. Kontaktverbund, Parallelverbund oder Dislokations-Entfestigungsmodell („displacement-softening model“ für Details s. ITASCA 2008b u. Cho et al. 2007).

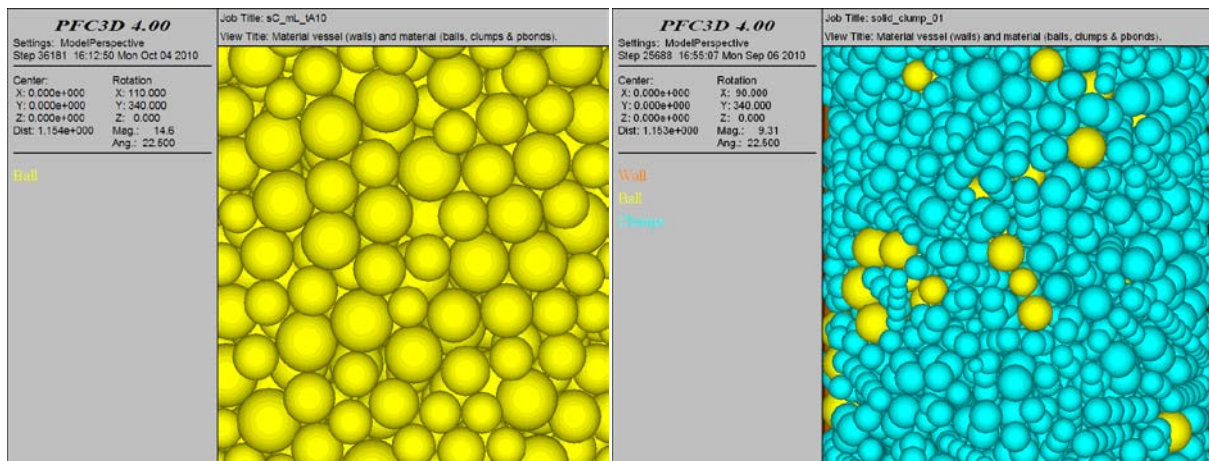


Abb. II.3-12: links: Idealisiertes Modell mit Kugeln und Parallelbindung; rechts: komplexeres Modell mit Partikelanhäufungen (s. Abb. II.3-7) und Parallelbindung.

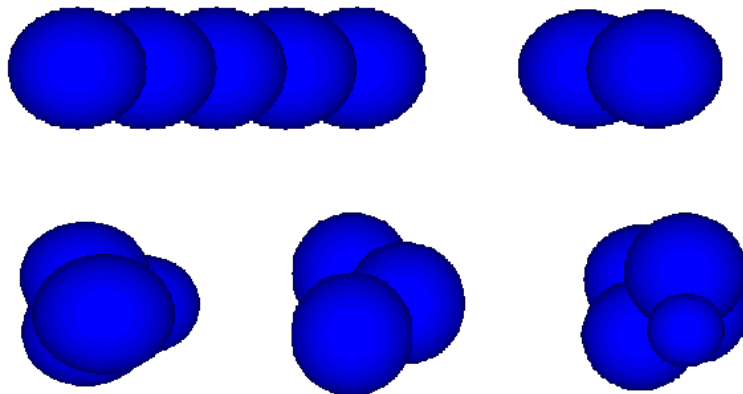


Abb. II.3-13: Sechs typische Arten von Partikelanhäufungen in PFC3D.

Als Referenz dienen im Labor ermittelte Schädigungswerte nach dem Hoek-Brown-Festigkeitskriterium (Gleichung II.3-13; Potyondy & Cundall, 2004).

$$\sigma_f = \sigma_3 + \sqrt{s\sigma_c^2 + \sigma_3\sigma_c m} \quad \text{Gl. II.3-13}$$

wobei nach Potyondy & Cundall (2004) $s = 1$ und $m = 31$.

Für die vergleichenden Simulationen wurden die Werte der Tabelle II.3-1 verwendet.

Tab.II.3-1: Modellparameter für Granit (ITASCA 2008b)

Parameter	idealisiertes Kugelmodell, Parallelbindung		Kugelmodell mit Partikelanhäufung, Parallelbindung	
	Partikel	Zement	Partikel	Zement
P [kg/m ³]	2630	-	2630	-
P _b [kg/m ³]	4109 mit n=0,36	-	-	-
D _{max} /D _{min}	1,66 (D _{min} variabel)	λ=1	1,66 (D _{min} variabel)	λ=1
E _c [GPa]	72,0	72,0	67,0	67,0
K _n /k _s	2,5	2,5	2,5	2,5
μ	0,5	σ _c =τ _c =175 ±40MPa		σ _c =τ _c =166 ±38MPa
R _{min} [mm]	1,9	1,9	1,9	1,9

ρ = Dichte; σ_c = Zugfestigkeit Zement; τ_c = Scherfestigkeit Zement; E_c = Elastizitätsmodul Zement;

k_n = Kontaktzugsteifigkeit; k_s = Kontaktschersteifigkeit; μ = Reibungskoeffizient; λ = Multiplikationsfaktor

Verbundradius; R = Parallelverbundradius

Die in Abhängigkeit eines variierenden Manteldrucks durchgeführten Berechnungen zeigen, dass sich mit zunehmenden Manteldruck (0 bis 30 MPa) die Festigkeit erhöht und sich das Materialverhalten nach Erreichen der maximalen Druckfestigkeit von spröde zu duktil verändert. Im Vergleich der unterschiedlichen Modellpartikeltypen treten diese Phänomene im Fall der Partikelanhäufungen sehr viel deutlicher auf. Das heißt, dass der Festigkeitsanstieg größer und das duktile Verhalten bei hohem Manteldruck stärker sind (Abb.II.3-14).

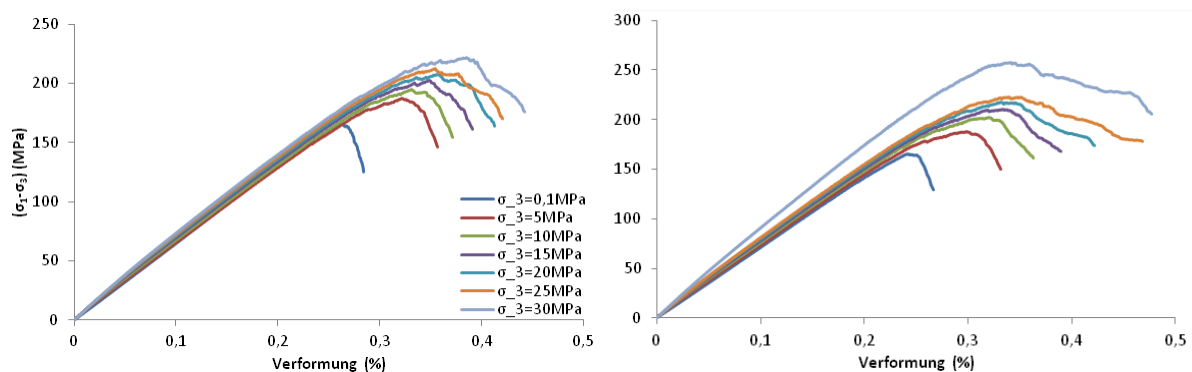


Abb.II.3-14: Beziehungen zwischen Verformung und Belastung (σ₁-σ₃) bei steigendem Manteldruck (σ₃): idealisiertes Modell mit Kugeln und Parallelbindung (links) sowie Modell mit Partikelanhäufungen und Parallelbindung (rechts).

Mittels PFC3D kann die Rissbildung im Modellkörper analysiert werden. Hierbei ist von Interesse, ob es sich um Zug- oder Scherbrüche handelt, wie diese orientiert sind und welchen Bewegungssinn sie haben (Abb.II.3-15). Diese Daten lassen sich statistisch auswerten (Abb. II.3-16).

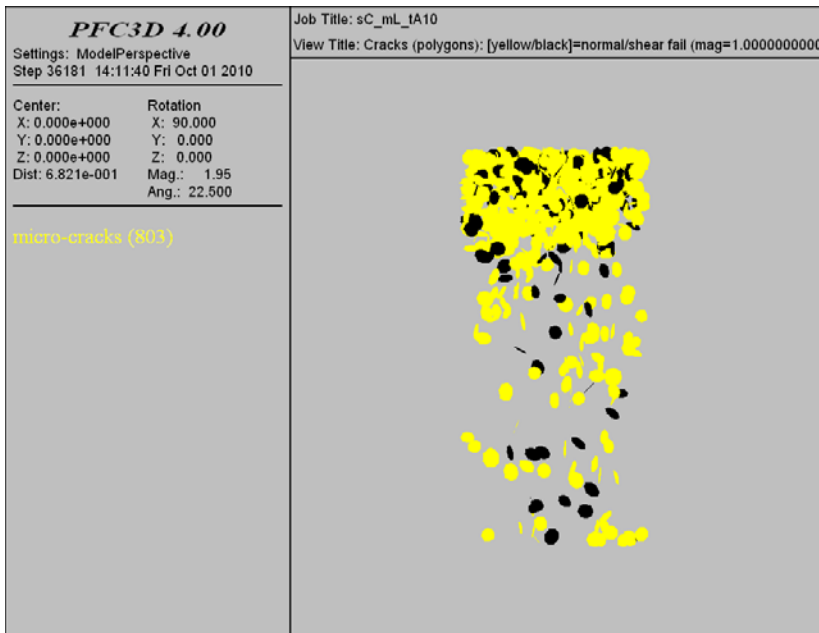


Abb.II.3-15: Beispielhaftes Berechnungsergebnis: Mikrorisse infolge von Zugbruch (gelb) und infolge von Scherung (schwarz).

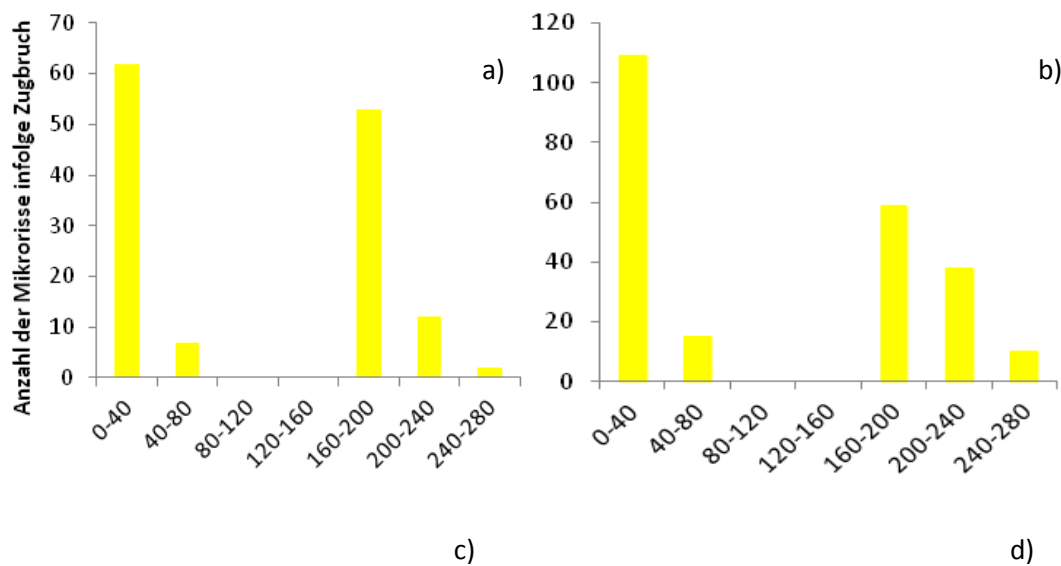


Abb.II.3-16: Statistik der berechneten Mikrorisse bzgl. Anzahl und Orientierung. Oben infolge von Zugbruch: a) idealisiertes Kugelmodell mit Parallelbindung sowie b) Modell mit Partikelanhäufungen und Parallelbindung; unten infolge von Scherbruch: c) idealisiertes Kugelmodell mit Parallelbindung und d) Modell mit Partikelanhäufungen und Parallelbindung.

Die in Abbildung II.3-16 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass Zugrisse bevorzugt in Richtung 0 ° und 180 ° entstehen, wobei diese Verteilung beim idealisierten Kugelmodell etwas schärfer ausgeprägt ist. Scherbrüche entstehen bevorzugt mit Orientierung zwischen 5 ° bis 50 ° und 190 ° bis 240 °. Bei der Verwendung des Modells mit Partikelanhäufungen werden aufgrund der größeren Anzahl von Kontaktstellen mehr Risse erzeugt. Generell ist bei der hier simulierten reinen Druckbelastung die Anzahl der erzeugten Zugbrüche größer als die der Scherbrüche.

Im Vergleich zu den Labormessdaten (Potyondy & Cundall 2004) sind die berechneten Ergebnisse allerdings sehr kritisch zu betrachten (Tab. II.3-2 u. Abb. II.3-17). Die ermittelten Hoek-Brown-Festigkeitskriterien sind generell zu niedrig, wobei sich dieser Effekt bei triaxialem Belastungszustand, also mit zunehmendem Manteldruck, verstärkt. Für das Modell mit Partikelanhäufungen ist dieses Phänomen etwas schwächer ausgeprägt, woraus sich ableiten lässt, dass man sich mit zunehmender Komplizierung des Modellkörperaufbaus den natürlichen Verhältnissen gut annähern kann.

Tab. II.3-2: Vergleich von Labor- und Simulationsergebnissen in Bezug auf das Hoek-Brown-Festigkeitskriterium σ_f .

Vergleich zu idealisiertem Kugelmodell				
σ_3 (MPa)	σ_f (MPa) Labor (Potyondy & Cundall 2004)	σ_f (MPa) nach PFC3D	$\Delta\sigma_f$ (MPa)	Relative Differenz (%)
0,1	167	165,49	1,64	0,1
5	235	192,64	42,66	18,1
10	290	205,07	85,45	29,4
15	338	217,23	120,79	35,7
20	380	227,45	153,09	40,2
25	419	237,46	182,05	43,4
30	456	251,57	204,21	44,8
Vergleich zu Modell mit Partikelanhäufungen				
0,1	167	165,65	1,64	0,1
5	235	193,33	42,14	17,9
10	290	211,81	78,89	27,1
15	338	225,36	112,85	33,4
20	380	237,53	143,22	37,6
25	419	248,23	171,51	40,9
30	456	288,11	167,91	36,8

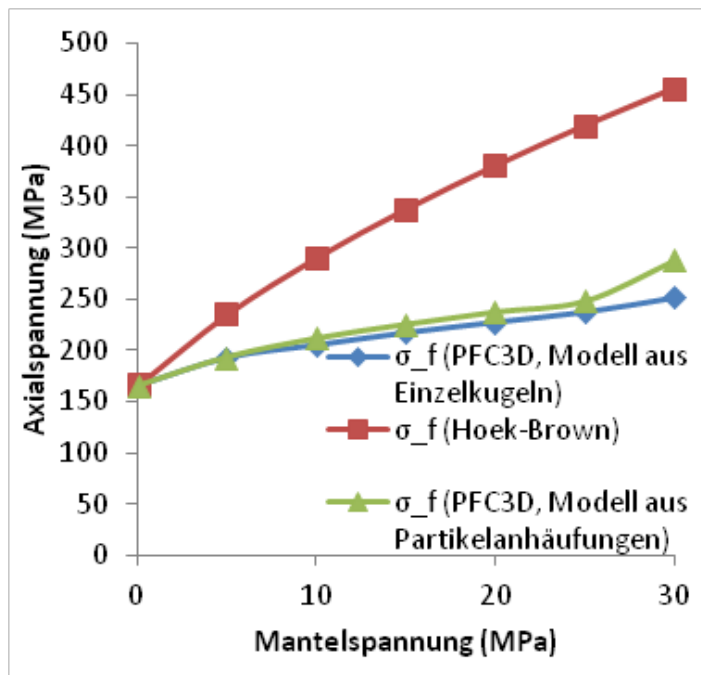


Abb. II.3-17: Hoek-Brown-Festigkeitskriterium im Vergleich zwischen Labordaten (rot), idealisiertem Kugelmodell mit PFC3D (blau) und PFC3D-Modell mit Partikelanhäufungen (grün).

Die im Weiteren ermittelten Gesteinsparameter, wie Reibungswinkel φ und Kohäsion c , zeigen ähnliche Tendenzen, wobei die Simulationsergebnisse zu geringe Reibungswinkel und zu hohe Kohäsionswerte ergeben (Tab. II.3-3).

Tab. II.3-3: Vergleich von Labor- und Simulationsergebnissen.

	Labor (Potyondy & Cundall 2004)	PFC3D (Kugelmodell)	PFC3D (Partikelanhäufungen)
Reibungswinkel φ [°]	54,3	29,0	37,4
Kohäsion c [MPa]	26,9	48,8	40,9

II.3.6 Ermittlung der Seismizität und synthetischer seismischer Katalog

In Zusammenarbeit mit dem Einzelprojekt 4 wurde aus den numerischen Berechnungsergebnissen die Entwicklung eines synthetischen seismischen Katalogs durchgeführt (Hou, Kracke, Kopera et al. 2012). Dieser bietet die Möglichkeit, die Modelldaten, neben den typischen modelltechnischen Auswertungen und Darstellungsmethoden, auch statistisch zu bewerten und eine direkte Vergleichsmöglichkeit zu realen seismischen Messdaten zu schaffen. Die Parameterdarstellung erfolgt daher in einem für den MAGS-Verbund einheitlich vereinbarten Modus, ergänzt durch modeltechnisch zusätzlich variierbare Parameter. Die Katalogparameter und ihre mathematische Herleitung werden im Folgenden kurz dargestellt. Entsprechende Berechnungsergebnisse sind für die Stimulationsphasen der Standorte Basel (Deep Heat Mining) und Hannover (GeneSys) erzeugt worden und werden im Kapitel II.4 vorgestellt.

Als erste Parameter sind neben einer durchlaufenden Nummerierung, die Zeit (relativ und absolut) sowie die Herdkoordinaten x , y , z angegeben. Die Koordinaten sind dabei zzt. allerdings nur auf die Modellgeometrie referenziert, also nicht georeferenziert. Die Koordinaten eines Bruches werden in der Art bestimmt, dass alle innerhalb eines Berechnungszeitschrittes erzeugten Brüche im Modell über die Menge der jeweils freigesetzten kinetischen Energie (im Modell gleichzusetzten mit der

freigesetzten seismischen Energie) gewichtet werden. Über die Gewichtung wird der Schwerpunkt der Bruchzone ermittelt, dessen Koordinaten als Hypozentrum angenommen werden (Gl. II.3-14).

$$k_j = \frac{\sum_{i=1}^n k_{ij} E_i}{\sum_{i=1}^n E_i} \quad \text{Gl. II.3-14}$$

dabei ist k: Raumkoordinate des Ereignisses (j: x, y, z; i: Element i); E: kinetische Energie [Nm].

Zunächst wurde neben der Momentenmagnitude auch die Lokalmagnitude berechnet. Der dafür verfolgte Ansatz ist, wie in Kapitel II.3.3 erläutert, so in den Modellen aber nicht umsetzbar. Das Verfahren zur Bestimmung von M_L wird hier daher nur der Form halber erwähnt, da einige frühe Ergebnisse in Kapitel II.4 darauf zurückgehen. M_L wird pro Rechenzeitschritt aus der freigesetzten kinetischen Energie über folgende Beziehungen bestimmt (Gl. II.3-15 bis Gl. II.3-):

$$E_{kin} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n m_i (v_{ix}^2 + v_{iy}^2 + v_{iz}^2) \quad \text{Gl. II.3-15}$$

$$W = \frac{E_{kin}}{\Delta t} \quad \text{Gl. II.3-16}$$

$$\log E = 3,81 + 1,64 M_L \quad \text{Gl. II.3-17}$$

Die kinetische Energie E_{kin} wird dabei aus der Geschwindigkeit der Gitterpunkte v [ms^{-1}] (Gl. II.3-15) und damit verbunden der insgesamt bewegten Masse m [kg] berechnet (Gl. II.3-18 bis Gl. II.3-20).

$$\bar{m} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i \sqrt{v_{ix}^2 + v_{iy}^2 + v_{iz}^2}}{\sum_{i=1}^n \sqrt{v_{ix}^2 + v_{iy}^2 + v_{iz}^2}} \quad \text{entspricht der gemittelten Masse eines Gitterpunktes} \quad \text{Gl. II.3-18}$$

$$M_{res} = n \bar{m} \quad \text{entspricht der Masse aller bewegten Gitterpunkte} \quad \text{Gl. II.3-19}$$

wobei n eine Konstante ist, die der Anzahl der bewegten Gitterpunkte entspricht.

Die durchschnittliche Gitterpunktgeschwindigkeit im Reservoir V_{res} wird aus der dynamisch berechneten kinetischen Energie und aller in Bewegung befindlichen Massenpunkte M_{res} berechnet:

$$V_{res} = \sqrt{\frac{2E_{kin}}{M_{res}}} \quad \text{Gl. II.3-20}$$

Des Weiteren wird die kumulativ bzw. die pro Rechenzeitschritt (durch Differenzbildung je Berechnungsschritt) gespeicherte Deformationsenergie W^e [Nm] bestimmt (Gl. II.3-21).

$$W^e = \frac{1}{2} \iiint \{ \sigma^e \}^T \cdot \{ \varepsilon^e \} dx dy dz \quad \text{Gl. II.3-21}$$

mit σ : Spannung [Pa]; ε : Verzerrung [s^{-1}].

Je nach Rechenaufwand und gewünschter Genauigkeit wird das Berechnungsintervall Δt [s] festgelegt.

Das seismische Moment M_0 und die Momentenmagnitude M_w werden mittels der Beziehungen von Gleichung II.2-1 ermittelt und werden hier der Form halber noch einmal erwähnt:

$$M_0 = \sum_{i=1}^n G_i \cdot \Delta \bar{D}_i \cdot A_i \quad \text{bzw.} \quad M_w = \frac{2}{3} \log M_0 - 6,07 \quad \text{(Gl. II.2-1)}$$

Die dafür benötigte Bruchfläche A_i wird aus der Summe der gebrochenen Elemente (plastifizierte Elemente, auch wiederholt gebrochene) der XZ-Ebene (entspricht σ_h) ermittelt. Das Schermodul G wird anhand Gleichung II.3-22 (hierbei fließt die Flächengröße des jeweiligen Elements als Gewichtungsfaktor ein), der Dislokationsvektor D_i für ein gebrochenes Element nach Gleichung II.3-23 und die Rissweite nach Gleichung II.3-24 bestimmt:

$$\bar{G} = \frac{\sum_i^n G_i A_i}{\sum_i^n A_i} \quad \text{Gl. II.3-22}$$

$$\bar{D} = \frac{M_0}{GA} \quad \text{Gl. II.3-23}$$

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_i^n A_i \phi_{ix}}{\sum_i^n A_i} \quad \text{Gl. II.3-24}$$

dabei ist A_i : Bruchfläche in der XZ-Ebene des Elements [m^2]; ϕ_i : Rissbreite des Elements in y-Richtung bzw. senkrecht zum Streichen der Bruchfläche.

Der Katalog besteht somit zurzeit aus 17 Parametern, die aus der numerischen Berechnung abgeleitet werden. In der 2. Phase von MAGS soll diese Analyseverfahren in Zusammenarbeit mit EP4 weiter verbessert, automatisiert in die Modellierung eingebaut und auch für die Betriebsphase von Geothermievorhaben verifiziert werden.

II.4 Numerische Analysen zu Projekten in der Stimulationsphase

Für die Analyse von Projekten mit Stimulationsphase konnten nach vollzogener Datennutzungsvereinbarung nicht alle geplanten Standorte in die Betrachtung einbezogen werden. Dies betrifft vor allem den Standort Soultz-sous-Forêts (Frankreich), zu dem allerdings schon umfangreiche Vorrecherchen getätigt wurden. Für Basel sind quasi alle Daten öffentlich verfügbar. Der eventuell in Betracht gezogene Standort Cooper Basin, Australien, wurde schließlich ebenfalls verworfen, da er u.a. nicht in Zentraleuropa liegt und andere geologische Grundbedingungen vorherrschen. Er wurde daher für die Betrachtung innerhalb des MAGS-Vorhabens als unpraktisch eingestuft. Entgegen der Planung ergab sich stattdessen und vor allem auch zeitlich gut passend die Möglichkeit, das THM-Modellierungskonzept zur Vorausberechnung der GeneSys-Stimulation in der Bohrung Hannover Groß-Buchholz zu nutzen und somit die numerischen Verfahren in der Praxis zu testen. Hierfür wurde unter anderem mit dem LIAG und der BGR, ohne expliziten Einschluss in die Datennutzungsvereinbarung, zusammengearbeitet bzw. auf veröffentlichte Daten zurückgegriffen.

II.4.1 Das Projekt Deep Heat Mining Basel (DHM)

Das Deep Heat Mining Projekt (DHM) zur Gewinnung von tiefengeothermischer Energie zur Strom- und Wärmeerzeugung wurde 2006 gestartet. Basel liegt im Oberrheingraben (ORG) und damit in einem tektonisch aktiven Gebiet (Abb. II.4-1). Das rezente Spannungsfeld mit einer Orientierung der maximalen Horizontalspannung (S_{Hmax}) von etwa $144 \pm 14^\circ$ (Richtung NW) erzeugt ein Blattverschiebungsregime, das im Wesentlichen durch den Druck der alpinen Überschiebung erzeugt wird (Häring et al. 2008).

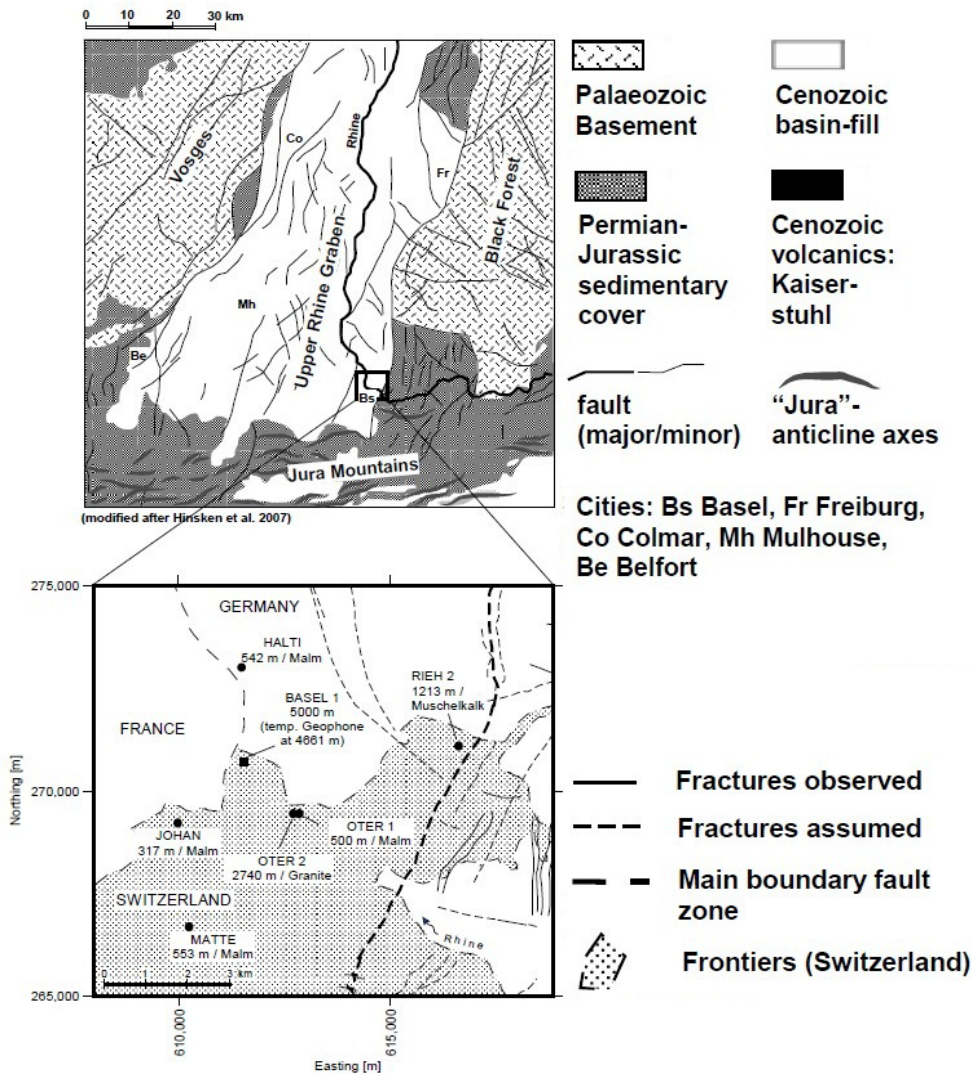


Abb. II.4-1: Strukturgeologische Übersichtskarte des südlichen Endes des Oberrheingrabens (oben) und Detailansicht des Projektstandortes Basel (Bohrung Basel 1: schwarzes Quadrat mit temporärem Tiefengeophone) mit der Positionierung des mikroseismischen Überwachungssystems (schwarze Punkte mit jeweiliger Angabe von Name, Tiefenpositionierung und betreffender geol. Formation (modifiziert nach Häring et al. 2008).

Das letzte größere natürliche Erdbeben ereignete sich im Jahre 1356 und hatte eine M_L von 6,5 bis 6,9. Seit 1975 ereigneten sich in einem Umkreis von etwa 10 km um Basel 15 Erdbeben mit $M_L \geq 2,0$ und zehn mit M_L zwischen 1,0 und 2,0 (Häring et al. 2008 und Quellen darin). Das Projekt startete mit der Inbetriebnahme eines mikroseismischen Überwachungssystems im Februar 2006 und der Bohrung Basel 1 zwischen Mai und Oktober 2006, Diese hat eine Endteufe von 5 km (Abb. II.4-2).

Well Basel 1

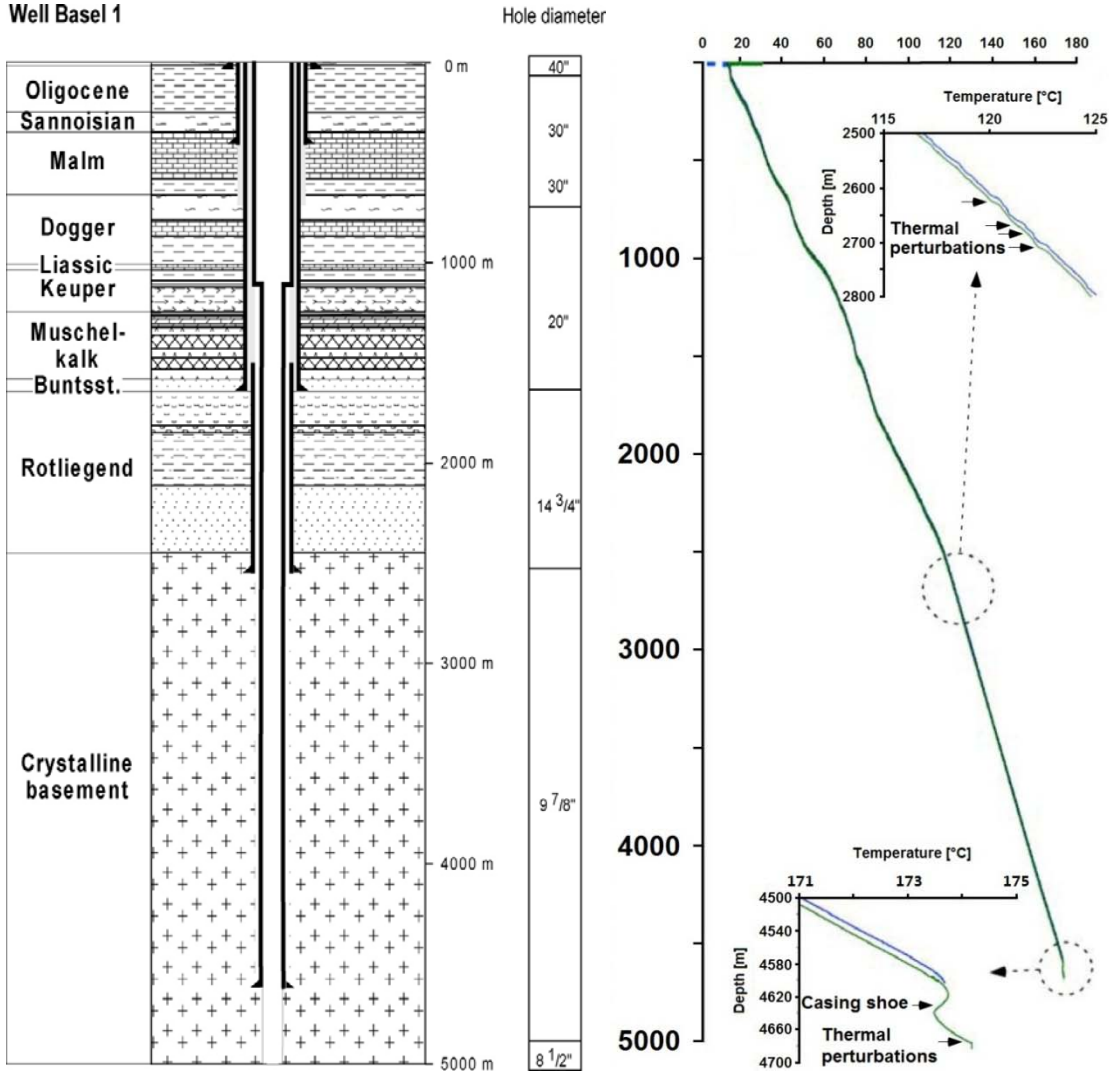


Abb. II.4-2: Links: Stratigraphie und Angaben zur Komplettierung der DHM-Bohrung Basel 1; der Abschnitt von 4629 m bis 5000 m Teufe ist unverrohrt (open hole; aus Häring et al. 2008). Rechts: Temperaturprofil der Bohrung Basel 1 (Ladner & Häring 2009).

Die Bohrung wurde nach vielen hydraulischen Tests und geophysikalischen Messungen schließlich ab dem 02. Dezember 2006 mit Flusswasser hydraulisch stimuliert. Im Zuge der Stimulation wurde eine deutliche Zunahme von mikroseismischen Ereignissen registriert. Dadurch kam es schließlich am 08. Dezember 2006 zuerst zur Reduzierung der Injektionsrate und schließlich zur Beendigung (shut-in) der Stimulation. Kurz bevor man den Druck in der Bohrung (bleed off) verringerte, kam es (09.12.2006) zu einem Ereignis mit einer M_L von 3,4 (Abb. II.4-3). Trotz Equilibrierung des Bohrlochdrucks kam es auch noch Monate nach diesem Ereignis immer wieder zu stärkeren mikroseismischen Ereignissen. Insgesamt wurden während der Stimulation 11.200 und anschließend bis November 2007 mit graduell nachlassender Tendenz weitere 3.700 Ereignisse registriert. Für nähere Details des Projekts und der Analyse verweisen wir an dieser Stelle auf Häring et al. (2008) und den Bericht der *Seismic Risk. Analysis Expert Group (SERIANEX 2009)*.

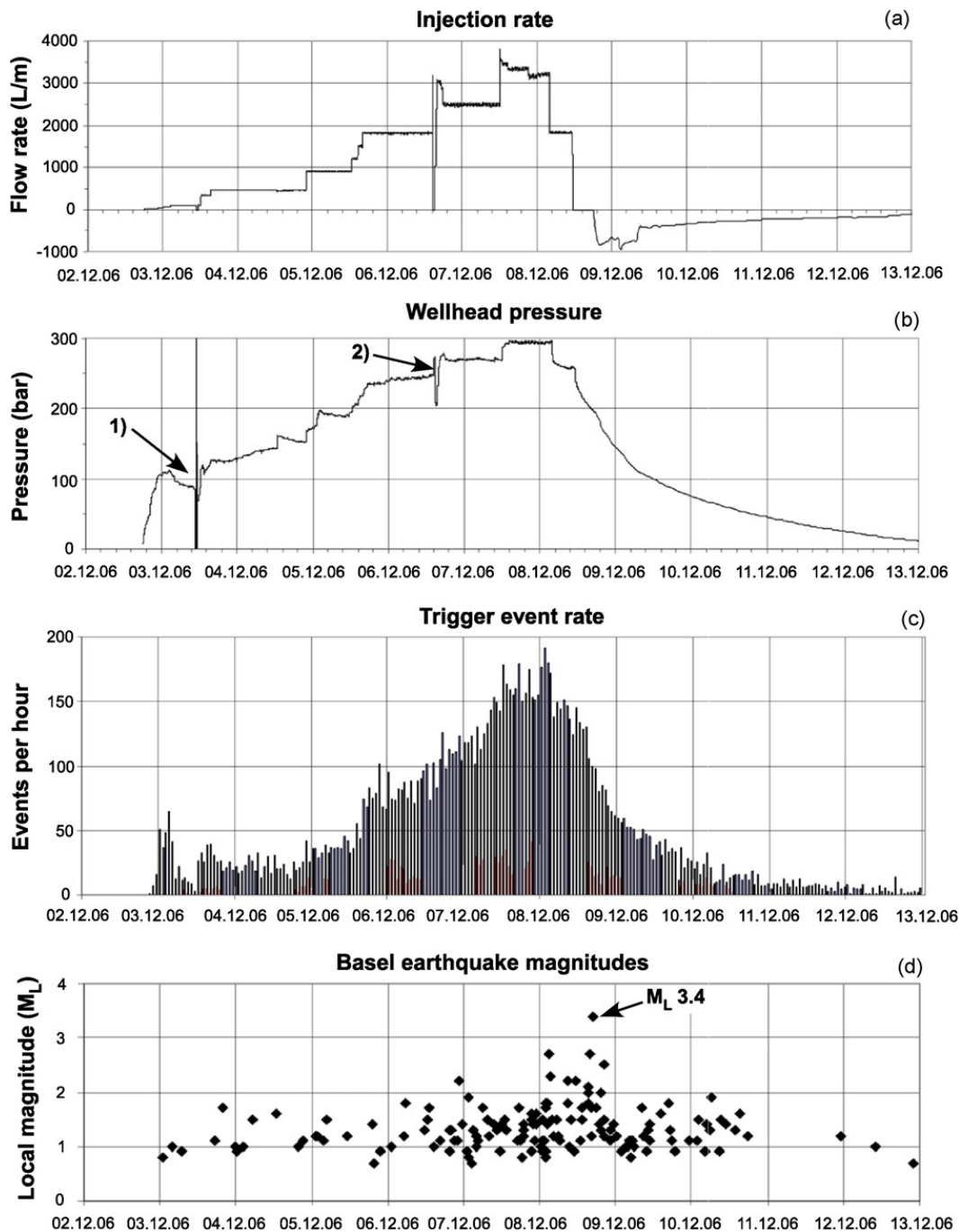


Abb. II.4-3: Daten der hydraulischen Stimulation der DHM-Bohrung Basel 1 (02. bis 12.12.2006): a) Injektionsrate, b) Bohrlochkopfdruck, c) Aufzeichnung der mikroseismischen Ereignisrate und d) zeitabhängiges Auftreten von mikroseismischen Ereignissen, die vom Schweizer Erdbendienst (SED) registriert wurden. In Abbildung b) ist der Knick (1) durch einen Pumpenwechsel und der Knick (2) durch die Leckage eines „wireline blowout preventers“ verursacht (Häring et al. 2008).

Im Folgenden werden die numerischen Ergebnisse des THM-Simulators mit den realen Messergebnissen (Häring et al. 2008) verglichen (history matching) und damit die Anwendbarkeit dieses Modellierungsansatzes verifiziert (Hou et al. 2013, Li 2013, Zhou 2009, Zhou & Hou 2012, Zhou et al. 2012). Anschließend werden noch Modellberechnungen vorgestellt, die die Optimierung der Injektionsstrategie in Bezug auf eine Minimierung des mikroseismischen Risikos zum Ziel haben. Die numerischen Untersuchungen dienen auch dem Ziel, vorausschauend die gewünschte Rissausbreitung im Untergrund sowie die daraus resultierende Förderrate abzuschätzen.

Modellgenerierung

Für die Nachsimulation des DHM-Projektes wird aus Symmetriegründen nur ein ¼-Modell benutzt. Das Modell hat eine Höhe von 1.179 m (z-Richtung), die der realen Teufensektion von -4.030 m bis -5.209 m entspricht. Die Breite beträgt 500 m (y-Richtung) und die Länge 700 m (x-Richtung). Die Injektionsstrecke mit einer Höhe von ca. 380 m liegt im Bereich von -4.630 m bis -5.009 m (z-Richtung; x und y = 0). Die Modellelemente werden in drei Materialtypen unterteilt: *Granit* (ungestörter Granit), *Granit_Frac* (natürlich geklüfteter Granit) und *Wasser*. Die Formation *Granit_Frac* erstreckt sich über einen Bereich von z=-4.030 m bis -5.109 m (entspricht einer Höhe von 1.079 m) und hat eine Breite von 100 m (bezogen auf einen vollständigen Modellkörper also 200 m breit) sowie eine Länge von 700 m (also über die gesamte ¼-Modelllänge). Die Trennflächen haben eine Orientierung zur maximalen horizontalen Spannung (σ_{Hmax}) von $\pm 15^\circ$. Die Formation *Granit* zeichnet sich gegenüber *Granit_Frac*, da hier keine präexistente Trennflächen vorhanden sind, durch eine höherer Festigkeit sowie niedrigerer Permeabilität aus. Die Modelleinheit *Wasser* entspricht dem Injektionsabschnitt, also der offenen Bohrlochstrecke, und besteht aus 24 Elementen (Abb. II.4-4). Die Elemente der Einheit *Granit_Frac* bestehen aus Würfeln mit einer Kantenlänge von 16,667 m. Für den Bereich von -4.630 m bis -5.009 m sind die Würfel etwas geplättet (Elementhöhe 15,792 m). Für die Einheit *Granit* sind die Elementabmessungen in x- und z-Richtung ebenfalls 16,667 m. In y-Richtung gibt es aber nur zwei Modellschichten mit 166,667 m und 233,333 m (außer am Modellboden). Das Modell besteht aus 24.192 Elementen.

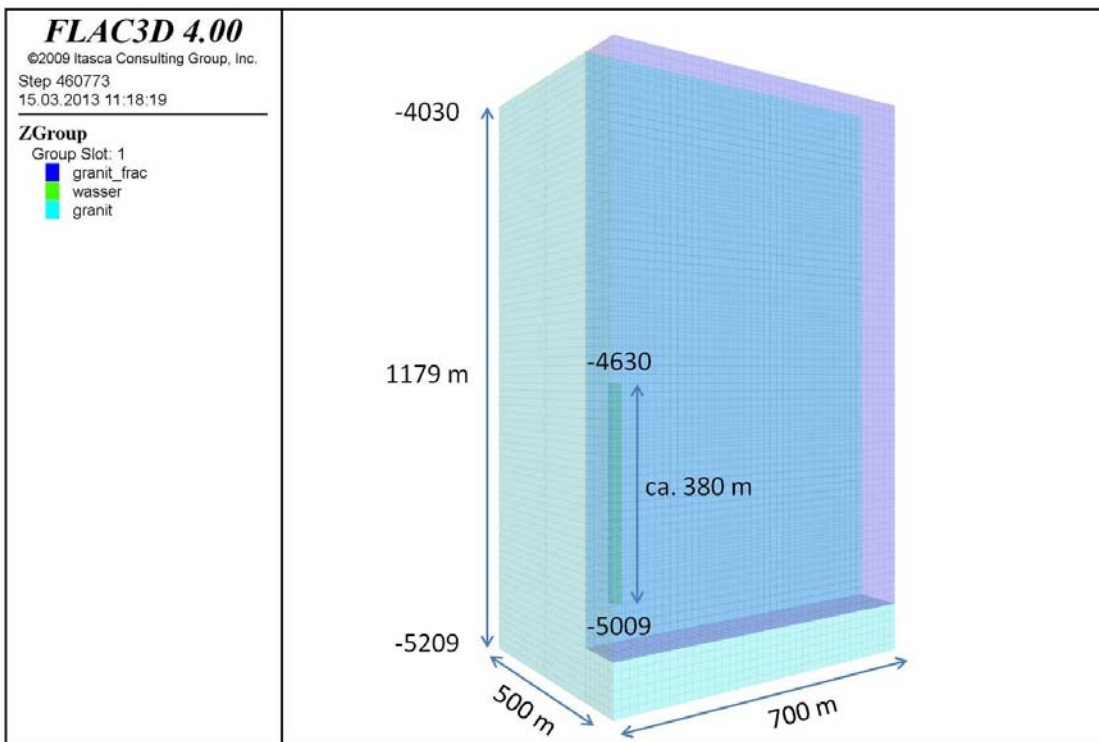


Abb. II.4-4: Aufbau des ¼-Modells entsprechend den realen Bedingungen des Deep Heat Mining Projektes in Basel.

Eingabeparameter

In der Simulation werden zwei unterschiedliche konstitutive Modelle zur Beschreibung des mechanischen Verhaltens benutzt. Für beide Gesteinsgruppen wird das Mohr-Coulomb'sche Modell mit Entfestigung angewendet. Für die Gruppe *Granit_Frac* wird ein Kluft-Modell (Joint-Modell) in das Mohr-Coulomb'sche Modell eingebaut, um das mechanische Verhalten der Trennflächen beschreiben zu können. Der hydraulische Prozess wird durch das Darcy-Gesetz mit anisotroper Permeabilität simuliert. Alle Eingabeparameter sind in Tabelle II.4-1 angegeben.

Tabelle II.4-1: Parameter für die Simulation (history matching) des Deep Heat Mining Projektes, Basel.

Parameter	Trennfläche	Granit_Frac	Granit
ρ [kg/m ³]	-	2500	2500
E [GPa]	-	60	60
ν [-]	-	0,2	0,2
c [MPa]	4	10	20
φ [°]	30	30	45
σ_t [MPa]	1	2,5	2,5
n [-]	-	1%	1%
k [m ²]	-	4×10^{-17}	4×10^{-18}
K_f [GPa]	-	2	2
μ [cP]	-	1	1

mit: ρ : Dichte; E : Elastizitätsmodul; ν : Poissonzahl; c : Kohäsion; φ : innerer Reibungswinkel; σ_t : Zugfestigkeit; n : Porosität; k : Permeabilität; K_f : Kompressionsmodul des Fluides; μ : Viskosität des Fluides

Anfangs- und Randbedingungen

Bei der numerischen Berechnung werden alle seitlichen Ränder bzw. der untere Rand fixiert, d.h. die Bewegungsgeschwindigkeiten der Gitterpunkte entlang der entsprechenden Ränder sind in Normalrichtung gleich null. Gleichzeitig wird das Modell vom oberen Rand her mit einem entsprechenden Gebirgsdruck in vertikaler Richtung nach unten belastet. Darüber hinaus werden für jedes Modellelement noch der primäre Spannungszustand und der hydrostatische Druck bestimmt (Abb. II.4-5 u. Abb. II.4-6).

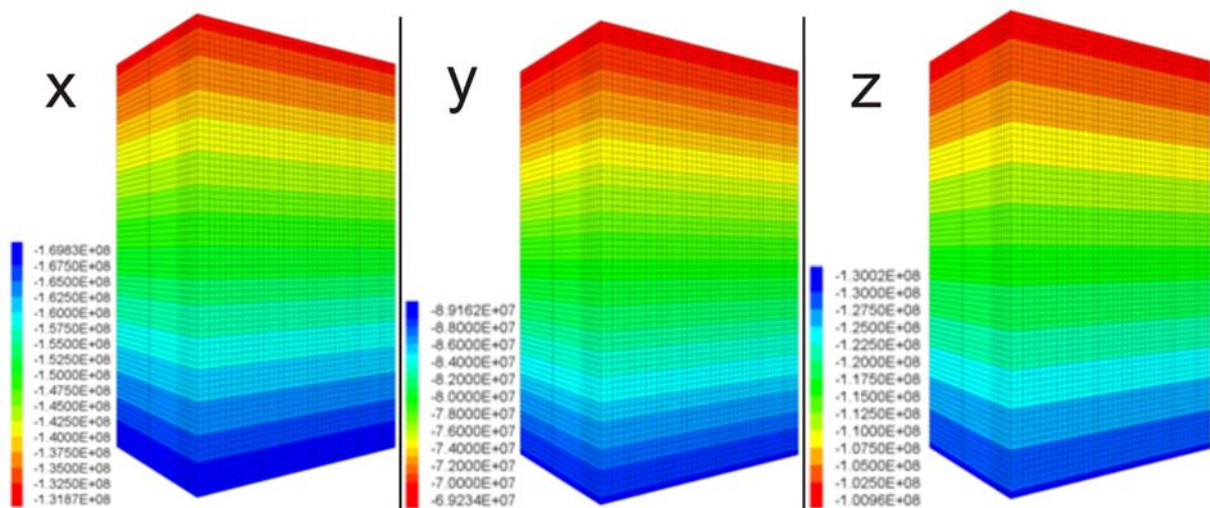


Abb. II.4-5: Primäre Hauptspannungen [Pa] in x-, y- und z-Richtung.

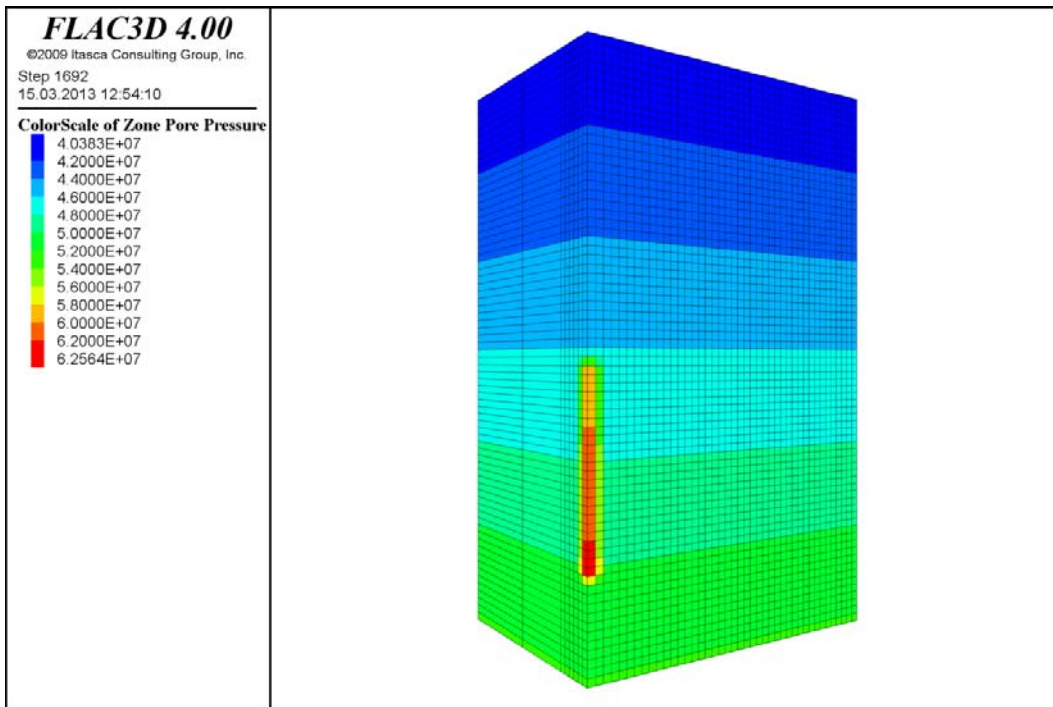


Abb. II.4-6: Primärer Porendruck

Nun wird entsprechend der realen Stimulation entlang der offenen Bohrstrecke Wasser injiziert (Häring et al. 2008; Abb. II.4-3 und Abb. II.4-7). Die Injektionsrate ist zuerst sehr gering (< 10 l/s) und steigt danach stufenweise auf mehr als 60 l/s an. Aufgrund der Seismizität (während des realen Projekts) reduziert sie sich dann sehr rasch.

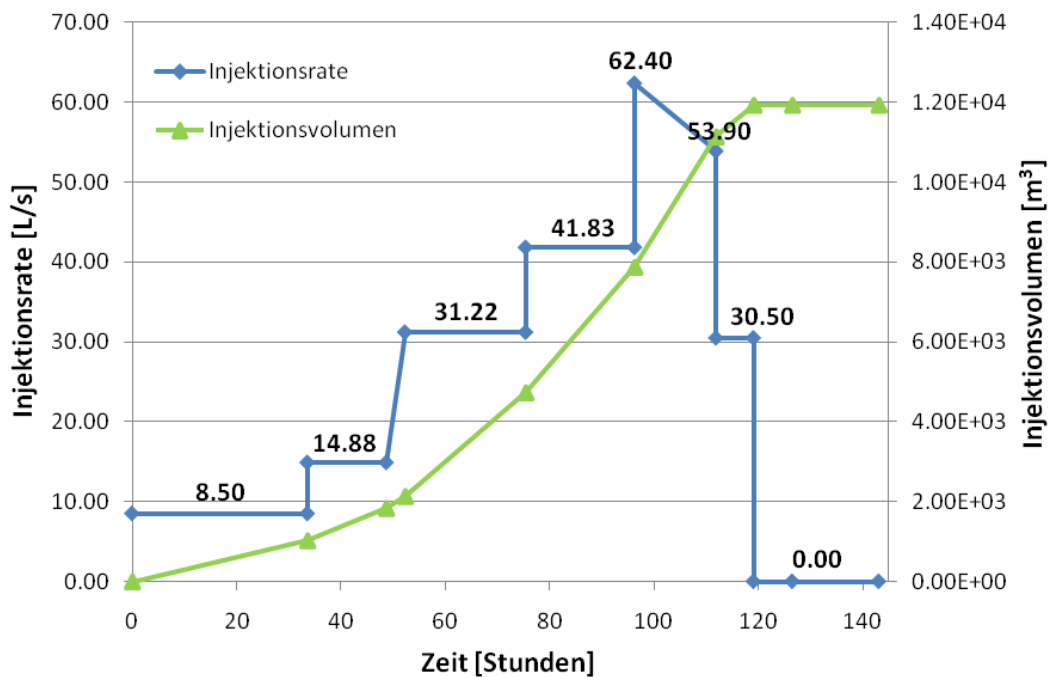


Abb. II.4-7: In der Simulation verwendeter Verlauf der Injektionsrate und des Injektionsvolumens (vereinfacht nach realem Stimulationsschema; s. Abb. II.4-3 bzw. Häring et al. 2008).

Ergebnisse und Diskussion

Im Zuge der Wasserinjektion wird eine Bruchzone im Untergrund erzeugt, entlang der das verpresste Wasser in die Reservoirformation fließen kann. Der Druck am Bohrlochboden (BHP: bottom hole pressure) ist ein guter Referenzparameter zur Beschreibung dieses Prozesses. In Abbildung II.4-8 ist der numerisch berechnete BHP (-4.630 m) dem beim DHM-Projekt real gemessenen BHP gegenübergestellt (der in Häring et al. 2008 gemessene Bohrlochkopfdruck auf -4.630 m umgerechnet). Zudem ist hier auch die in der Simulation eingesetzte Injektionsrate dargestellt. Die in-situ gemessenen Daten zeigen einen stufenweisen Anstieg von ca. 59 MPa auf ca. 76 MPa, während sich der kalkulierte BHP von ca. 59,6 MPa auf ca. 78,3 MPa erhöht. Beide BHP-Verläufe zeigen entsprechend den Änderungen der Injektionsrate zwar keinen identischen aber tendenziell einen sehr ähnlichen Verlauf. Dies ist vor allem durch die in der Simulation verwendeten Vereinfachungen bezüglich Diskretisierung, Parametrisierung und Modellierungsszenario zu begründen.

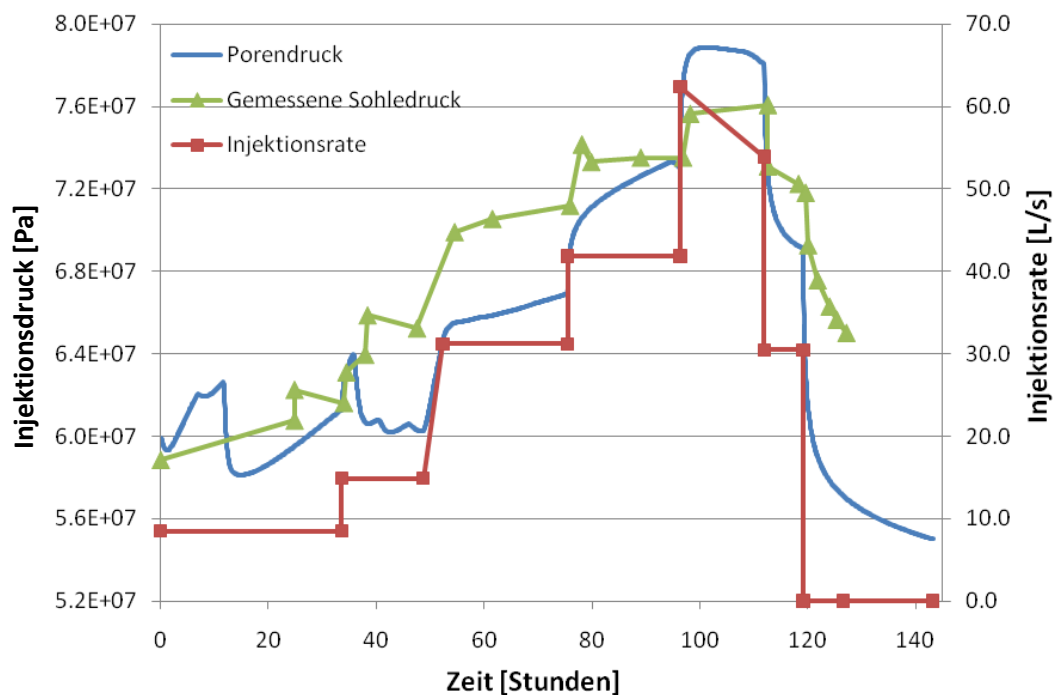


Abb. II.4-8: Vergleich von gemessenem (grün) und kalkulierte (blau) BHP in Kontrast zur Injektionsrate (rot).

Bei der Berechnung der hydraulischen Stimulation (ca. 143 Stunden und etwa 12.000 m³) wird eine Bruchzone mit einer maximalen Schnittfläche von 0,66 km² erzeugt. Die Abmessungen der Zone betragen ca. 900 m in x-, 100 m in y- und 796 m in z-Richtung (Abb. II.4-9). Dieses Ergebnis stimmt in etwa mit den in-situ gemessenen Daten (anhand der Auswertung der mikroseismischen Messungen: Bruchzone von 700 m × 200 m × 700 m; Abb. II.4-10) überein. In der Berechnung haben alle betroffenen Elemente durch Scherbruch versagt.

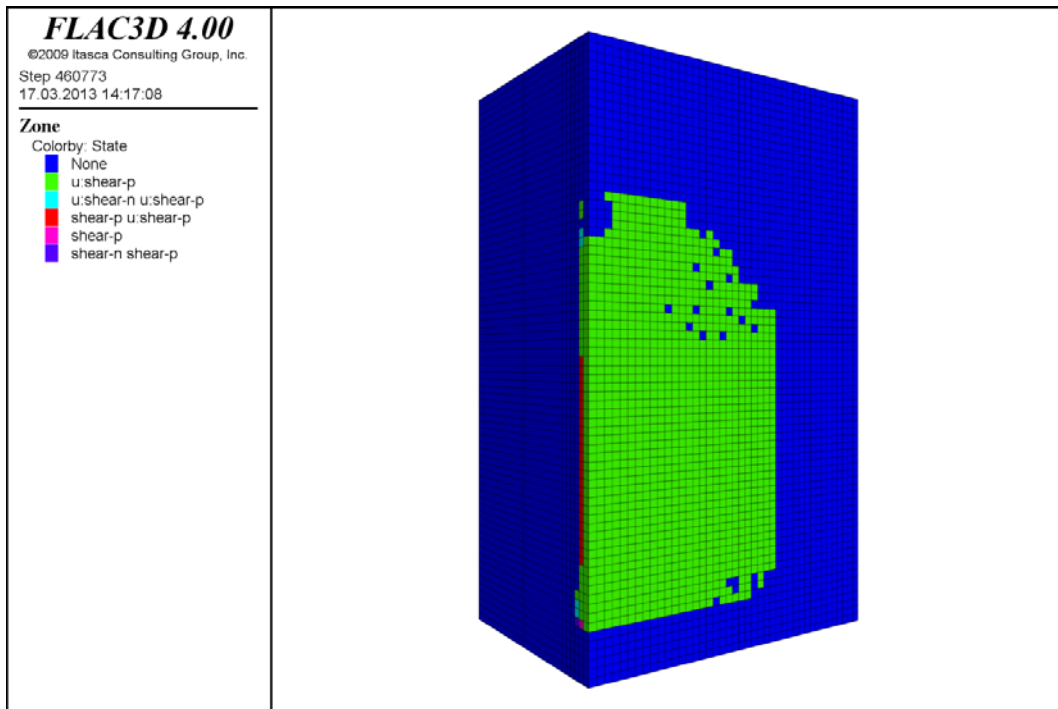


Abb. II.4-9: Bruchausbreitung und Status am Ende der Simulation über die vorherrschenden Bruchmechanismen (u: Trennfläche, p: Bruch in der Vergangenheit, n: neuer Bruch). u:shear-p bedeutet Scherbruch einer Trennfläche in der Vergangenheit, u:shear-n bedeutet neuer Scherbruch einer Trennfläche, shear-p bedeutet Scherbruch in der Gesteinsmatrix in der Vergangenheit, shear-n bedeutet neuer Scherbruch in der Gesteinsmatrix.

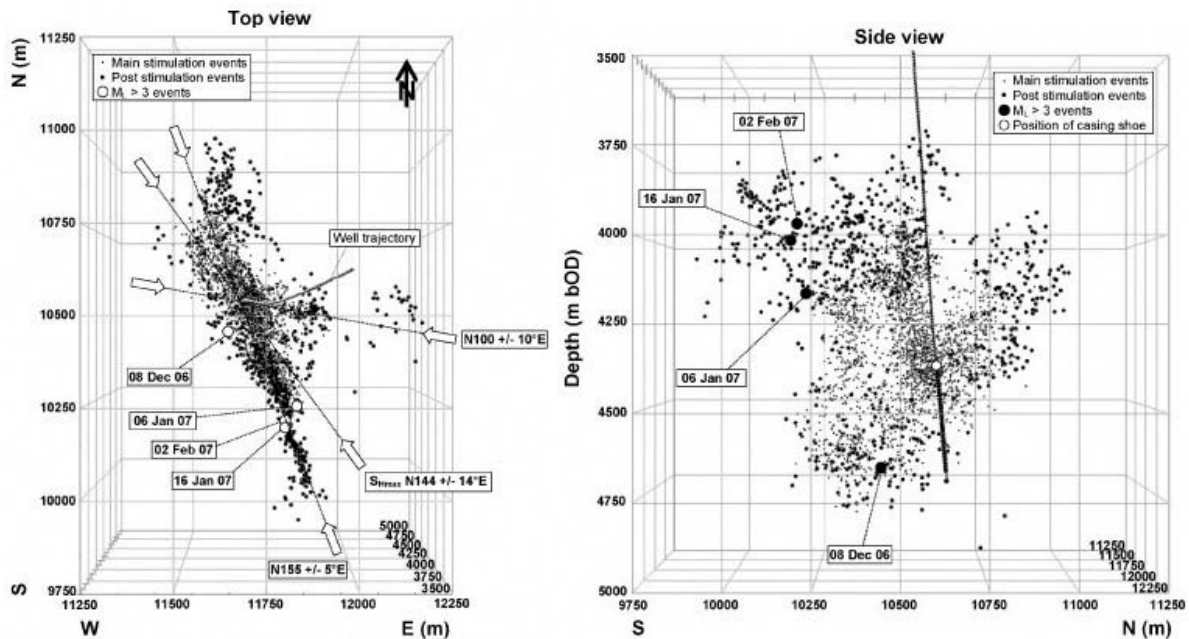


Abb. II.4-10: In-situ gemessene Seismizität: links in der Aufsicht von oben und rechts in der Seitenansicht (Häring et al. 2008).

Wie in Kapitel II.3-6 beschrieben wird während der Simulation die kinetische Energie des gesamten Modells über die Bewegung der Gitterpunkte erfasst. Des Weiteren können wir die seismische Energie anhand von M_0 darstellen. Beides ist in Bezug auf den Injektionsverlauf in Abbildung II.4-11 dargestellt. Beide Kurven zeigen einen gleichartigen Verlauf. Das heißt, die Kurve der freigesetzten seismischen Energie nimmt zu oder ab, gleichzeitig nimmt die Kurve der kinetischen Energie auch zu

oder ab. Minima und Maxima fallen auf die gleichen Zeitpunkte, wobei die Maxima fast gleich groß sind.

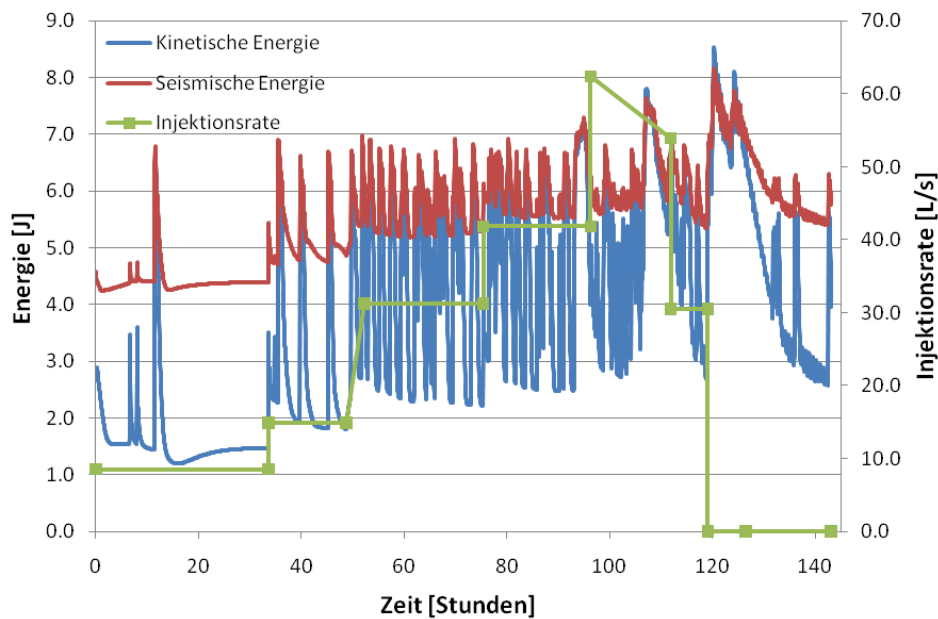


Abb. II.4-11: Die freigesetzte kinetische Energie des Gesamtmodelles (über die Gitterpunktgeschwindigkeiten ermittelt) und die aus dem seismischen Moment M_0 errechnete seismische Energie in Bezug zur Injektionsrate.

Für den Fall DHM Basel haben wir nach unserem bisherigen Ansatz aus der im Modell freigesetzten kinetischen Energie die Lokalmagnitude M_L berechnet (s. Gl. II.3-17). Dieser Ansatz wird hier nur exemplarisch dargestellt, da er, wie bereits erwähnt (Kap. II.3.3 u. II.3.6), zurzeit nicht weiter verfolgt wird.

In Abbildung II.4-12 sind diese berechneten M_L -Werte den real gemessenen gegenübergestellt. Des Weiteren sind hier die Injektionsrate und die numerisch berechneten M_w dargestellt. Die numerischen Werte (M_L) liegen generell im Bereich der realen seismischen Daten. Nur das Maximum von M_L 3,4 wurde numerisch mit 2,9 unterschätzt. M_{wmax} liegt bei nur 2,3. Der tendenzielle Anstieg der Seismizität zu diesem Zeitpunkt ist allerdings numerisch abgebildet worden. Das heißt, dass der bekannte Effekt der nachlaufenden Druckausbreitung nach Einschluss der Bohrung (shut-in) durch die Modellierung dargestellt wird (vgl. z.B. Baisch et al. 2006, 2010; Weidler et al. 2002). Auch das zeitliche Auftreten von M_{Lmax} ist vergleichbar. Der niedrigere Maximalwert ist vermutlich auf modelltechnische Vereinfachung und der isotropen Verteilung in Bezug auf berücksichtigte präexistente Schwachzonen im Gestein zurückzuführen, wohingegen natürlicherweise eine größere Störung mit gewisser Vorspannung aktiviert worden sein kann.

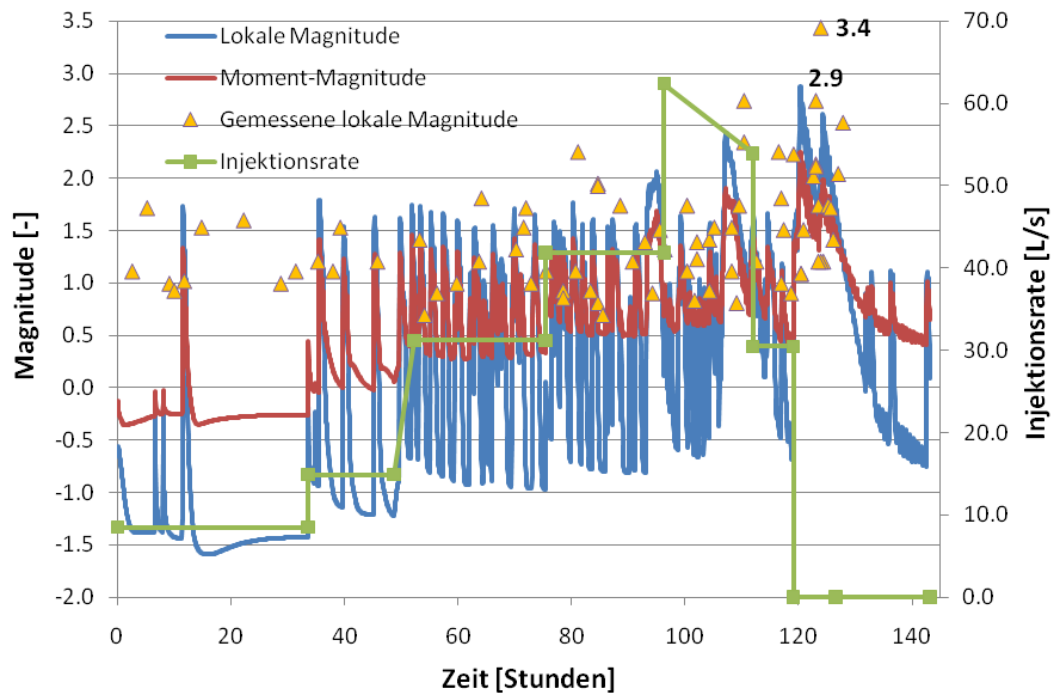


Abb. II.4-12: Vergleich von numerisch berechneter und gemessener Lokalmagnitude sowie Momentenmagnitude und Injektionsrate.

Weiterhin ist die generelle Zunahme der Seismizität mit fortlaufender Injektion sowie die sporadischen Ereignisse zu Beginn der Injektion (0 bis 45 h) der Realität entsprechend nachvollziehbar. Die berechneten M_w liegen generell niedriger als M_L . Im Allgemeinen ist dies, unter Berücksichtigung einer große Streubreite, aber ein generell zu beobachtendes Phänomen (Bethmann et al. 2011). Tendenziell sind die numerischen Daten vergleichbar mit den Ergebnissen von Bethmann et al. (2011), wobei ein Versatz des Trends offensichtlich ist (Abb. II.4-13). Die berechneten M_w werden demnach systematisch ein wenig unterschätzt. Die Ursache dafür konnte bis jetzt noch nicht geklärt werden. Im Laufe der zweiten Phase von MAGS soll, im Rahmen der Weiterentwicklung der synthetischen seismischen Kataloge in Zusammenarbeit mit EP4, dies aber weiter untersucht werden. Ebenso unklar ist das Abknicken und die Streuung der numerischen Magnituden ab Werten $< 0,5$. Es ist zu vermuten, dass hier Effekte durch die kleinste verwendete Elementgröße und / oder des Berechnungszeitschritts ursächlich sind.

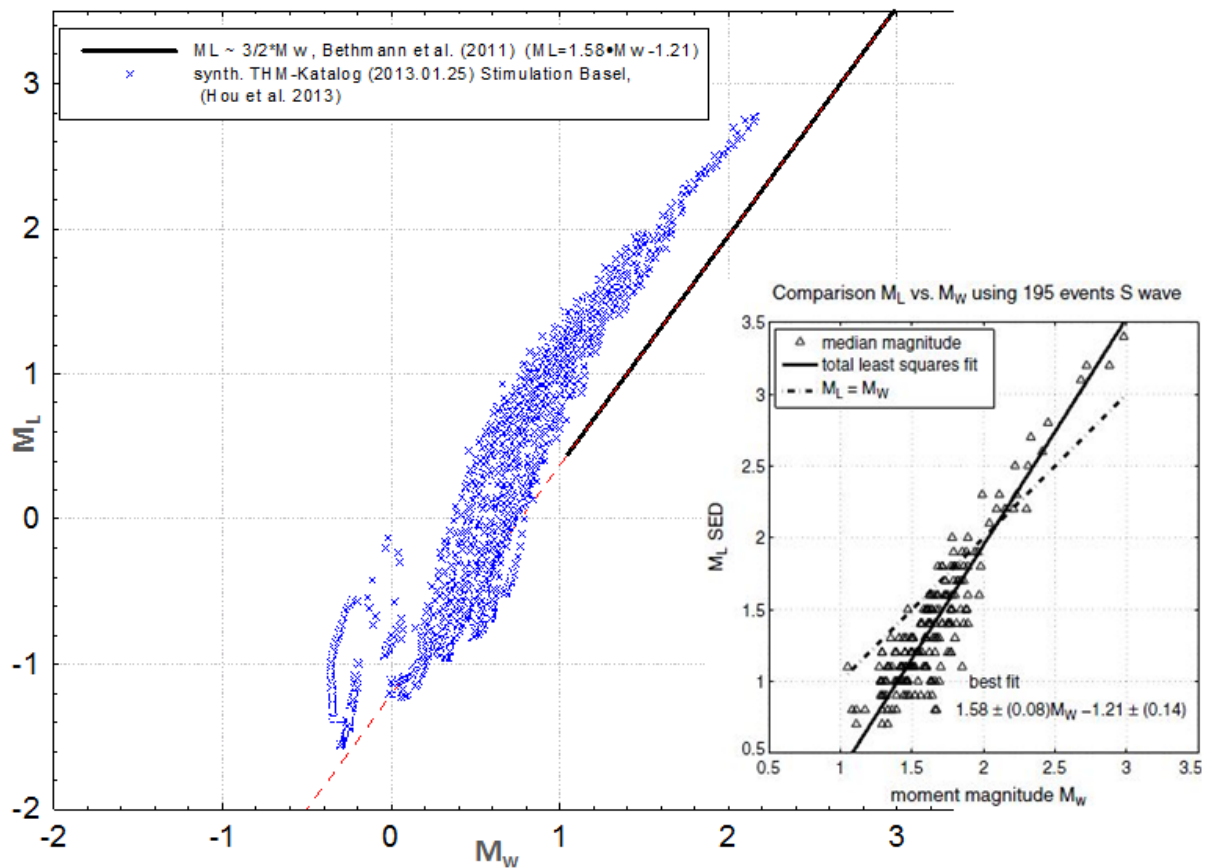


Abb. II.4-13: Vergleich von numerischem M_L/M_W -Verhältnis und den aus den Messdaten bestimmten Daten (schwarze Linie und kleines Bild; Bethmann et al. 2011). Für den Bereich kleiner Magnituden ($< 0,5$) ist kein direkter Vergleich möglich (rote gestrichelte Linie), die errechneten Magnituden ($> 0,5$) sind versetzt. D.h., dass die numerische Abschätzung von M_W tendenziell zu niedrig ist.

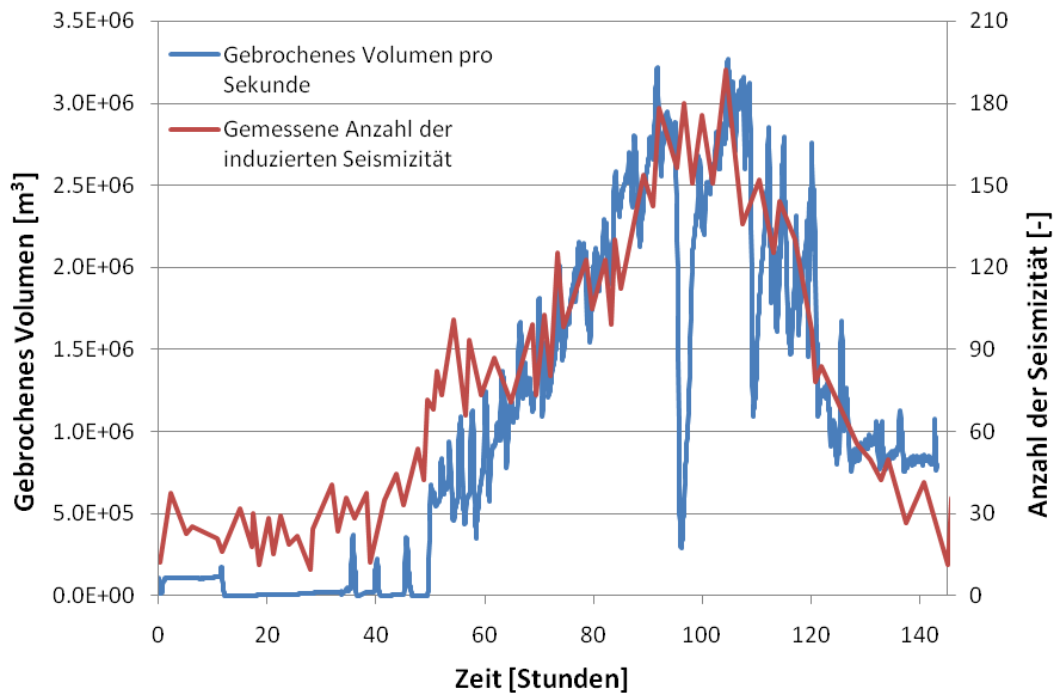


Abb. II.4-14: Das numerisch ermittelte gebrochene Volumen pro Sekunde gegenüber der Anzahl der messtechnisch registrierten Ereignisse pro Stunde.

Wenn ein Element bei der Simulation versagt (d.h. bricht) wird dies als seismisches Ereignis registriert. In Abbildung II.4-14 ist, in Abhängigkeit der Injektionszeit, das numerisch ermittelte Frac-Gesteinsvolumen pro Sekunde der Anzahl der messtechnisch registrierten Ereignisse pro Stunde gegenübergestellt. Dies zeigt eine gute Übereinstimmung. Auffällig sind hierbei die beiden Abfälle beim brechenden Gesteinsvolumen kurz nach Erreichen der beiden jeweiligen Maxima (bei ~95 h und ~110 h). In Korrelation mit Abb. II.4-12 sind zu diesen Zeitpunkten numerisch größere Events detektiert worden, die womöglich eine kurzfristige starke Änderung des Spannungszustands im System bewirken, so dass das System auf die fortlaufende Injektion zunächst nur elastisch reagiert. Schließlich werden wieder kritische Spannungszustände erreicht und es kommt zum erneuten Gesteinsversagen. Klar erkennbar ist auch der Effekt des Injektionsendes bei 120 h, wonach sich sowohl Seismizität als auch Bruchvolumen abrupt reduzieren. Ebenso wird M_{\max} (nach shut-in bei etwa 125 h) durch einen Peak repräsentiert. Deutlich wird auch, dass der Spannungszustand nach shut-in noch nicht vollständig zu Ruhe gekommen ist (fortschreitende Druckdiffusion), da weiterhin Gestein bricht. Die Anzahl der damit verbundenen seismischen Ereignisse pro Stunde geht allerdings zurück.

Weitere Ergebnisse der Simulation, die in Zusammenarbeit mit EP4 ausgewertet wurden, zeigen, dass sich die berechneten Ereignisse in einer Bruchzone von etwa $1.000 \text{ m} \times 80 \text{ m} \times 750 \text{ m}$ lokalisieren (Abb. II.4-15 oben), die mit der seismisch gemessenen Bruchzone von $700 \text{ m} \times 200 \text{ m} \times 700 \text{ m}$ in Abb. II.4-10 (Häring et al. 2008) vergleichbar ist. Die Ausdehnung der Bruchzone wird stark durch die Elementdiskretisierung beeinflusst. Eine feinere Auflösung, die gleichzeitig eine deutliche Erhöhung des Rechenaufwands bedeutet, würde auffallende Muster linearer Art oder seltsam anmutende Anhäufungen von Ereignissen glätten. Ebenso könnten dadurch ggf. die Auffälligkeiten in der Häufigkeitsverteilung (zweites Maximum im Bereich der kleinsten errechneten Magnituden; Abb. II.4-15 unten) erklärt werden.

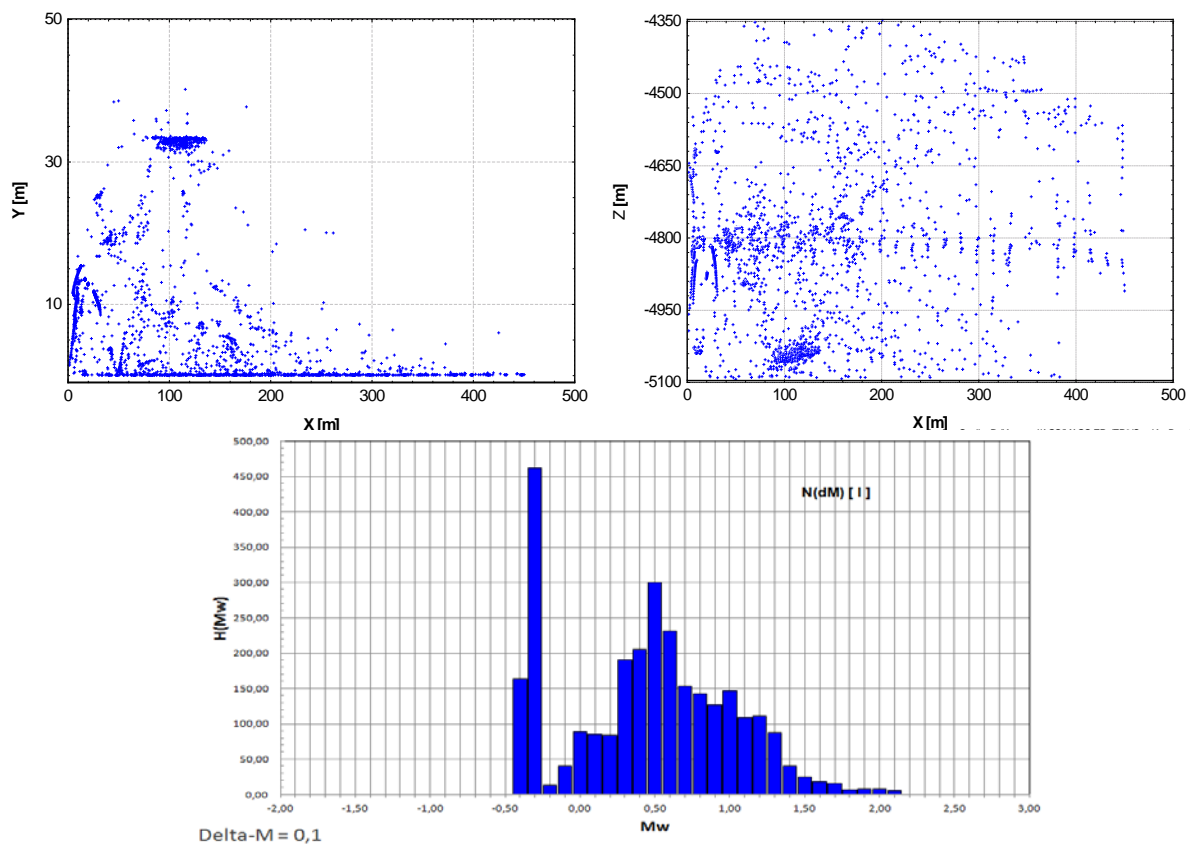


Abb. II.4-15: Lokalisierung der berechneten seismischen Ereignisse und deren Häufigkeitsverteilung. Oben links: Breite der Bruchzone in der Aufsicht von oben; oben rechts: Seitenansicht der Bruchzone; unten: Häufigkeitsverteilung der berechneten M_w -Werte, mit auffallendem zweiten Maximum zwischen -0,3 bis -0,4 M_w , das vermutlich durch modelltechnische Effekte (Berechnungsintervall, kleinste Elementgröße) bedingt wird.

II.4.1.1 Optimierung der Injektionsstrategien am Beispiel des DHM-Projektes

Das an den realen Messdaten kalibrierte und verifizierte Modell des DHM-Projektes wurde von Li (2013) dazu genutzt, numerisch zu testen, inwieweit andere Injektionsstrategien zu einer Verminderung des mikroseismischen Risikos geführt hätten. In Kontrast zu der tatsächlichen stufenweisen Erhöhung der Injektionsrate (s. Abb. II.4-3 u. II.4-7) wird, unter genereller Beibehaltung des Injektionsvolumens (etwa 12.000 m³ Wasser), zunächst eine 4-stufige Erhöhung auf maximal 40,8 l/s und anschließender stufenweisen Verringerung auf 0 l/s simuliert (Abb. II.4-16).

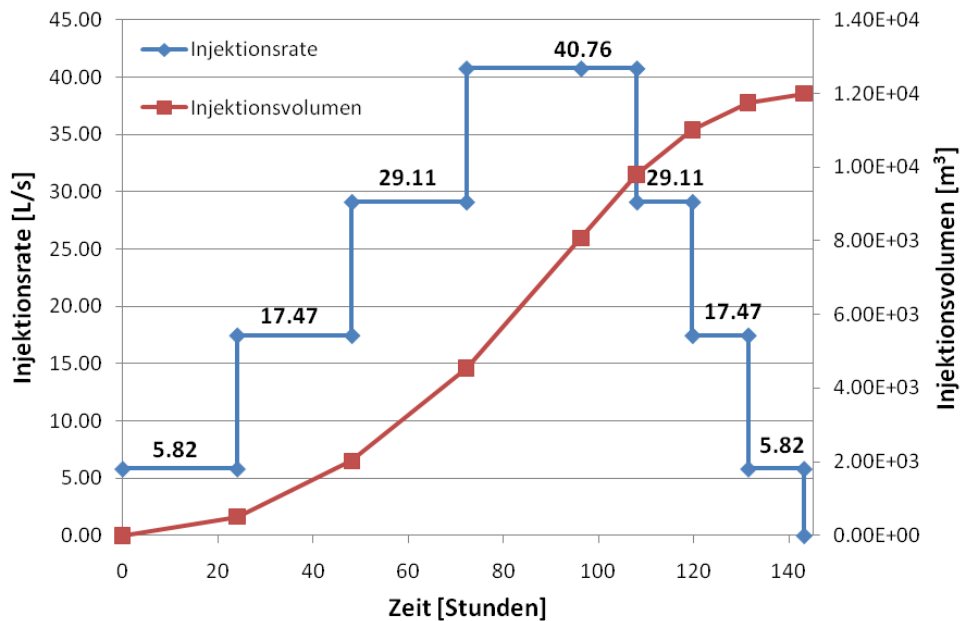


Abb. II.4-16: Injektionsstrategie mit 4-stufigem Anstieg der Injektionsrate.

Bei diesem Injektionsverfahren (4-stufig) ist die Größe der stimulierten Gebirgszone vergleichbar mit der ursprünglichen Stimulation. Die Abmessungen betragen 900 m (x) × 100 m (y) × 762 m (z). Die maximale Schnittfläche der Bruchzone liegt bei ca. 0,65 km². Entscheidend hierbei ist, dass sich die Druckverhältnisse bei diesem Verfahren ändern und geringere BHP-Werte erzeugt werden (Abb. II.4.17). M_{\max} reduziert sich nur geringfügig auf 2,73 (history matching: $M_{\max} = 2,9$). Das Maximum tritt auch nach shut-in auf (Abb. II.4.18). Bei diesem Simulationslauf treten ebenfalls drei gestaffelte und in der Stärke sukzessiv ansteigende Seismizitätsmaxima auf, wobei nur das erste während der Injektion stattfindet (vgl. Abb. II.4-12).

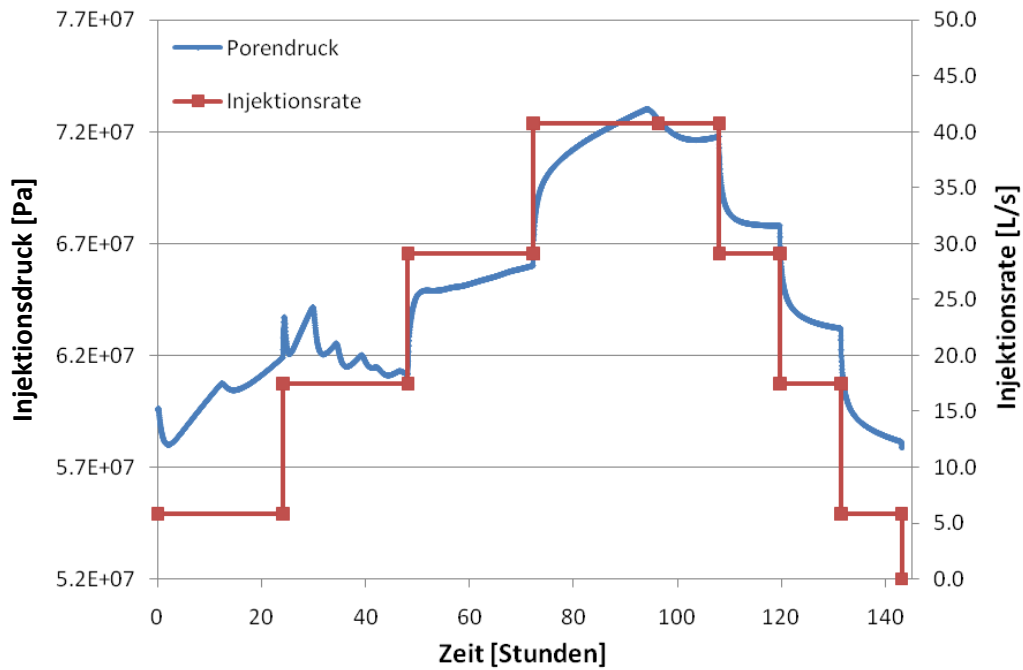


Abb. II.4-17: Injektionsstrategie mit 4-stufigem Anstieg der Injektionsrate: Entwicklung des BHP (Porendruck).

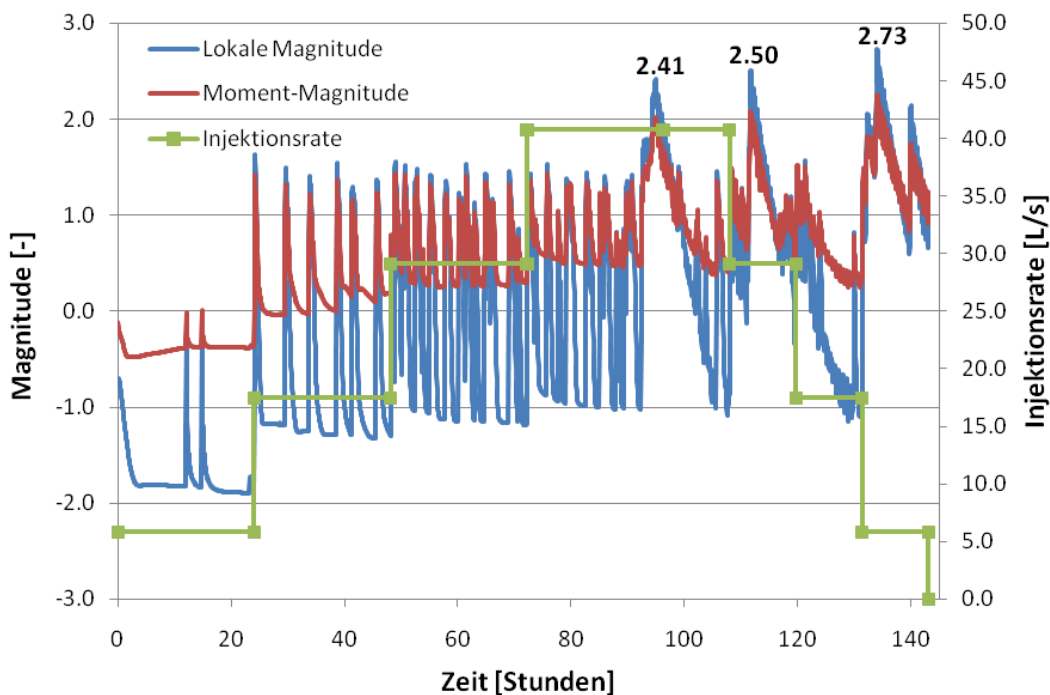


Abb. II.4-18: Injektionsstrategie mit 4-stufigem Anstieg der Injektionsrate: registrierte Seismizität (M_L und M_w).

In einem nächsten Schritt wurde ein 8-stufiges Konzept mit einem Anstieg der Injektionsrate auf maximal 43,67 l/s simuliert (Abb. II.4-19). Hierbei entsteht ein stimuliertes Reservoirvolumen von 900 m (x) × 100 m (y) × 845 m (z) mit einer maximalen Schnittfläche der Bruchzone von 0,68 km². Die Druckverhältnisse im Reservoir liegen zwischen den Werten der ursprünglichen und der 4-stufigen Injektion (Abb. II.4-20) Die resultierende Seismizität ist generell etwas geringer, wobei M_{max} nach shut-in mit M_L von 2,85 wieder höher liegt (Abb. II.4-21). Hier tritt nur ein singuläres Maximalereignis auf.

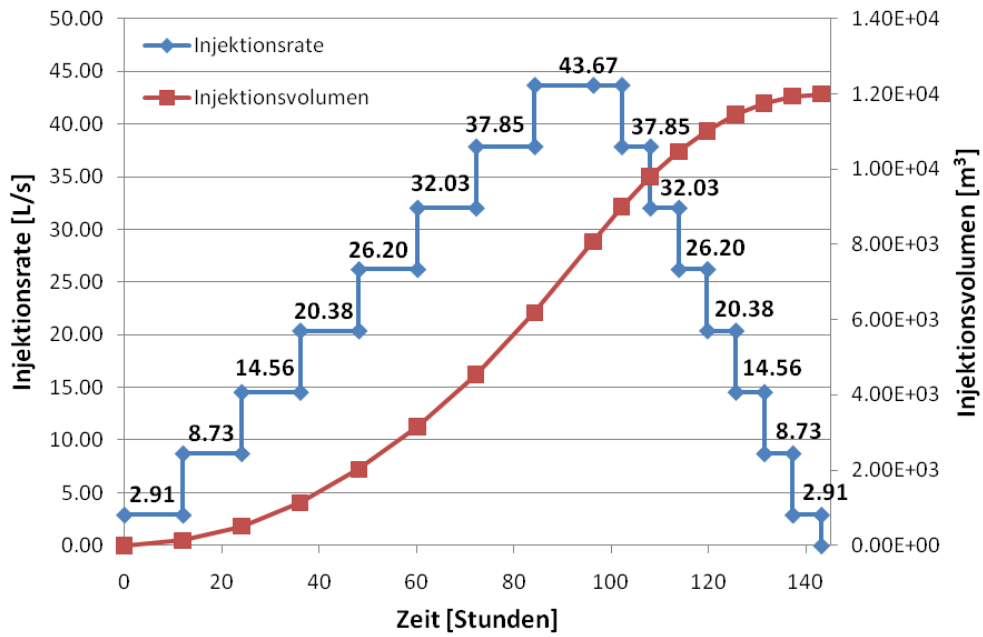


Abb. II.4-19: Injektionsstrategie mit 8-stufigem Anstieg der Injektionsrate.

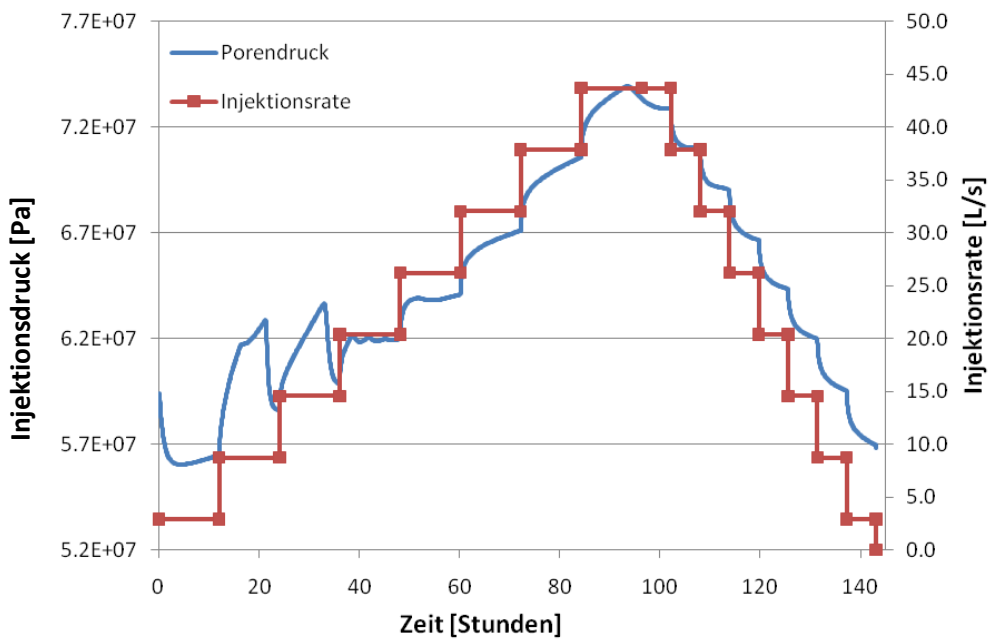


Abb. II.4-20: Injektionsstrategie mit 8-stufigem Anstieg der Injektionsrate: Entwicklung des BHP (Porendruck).

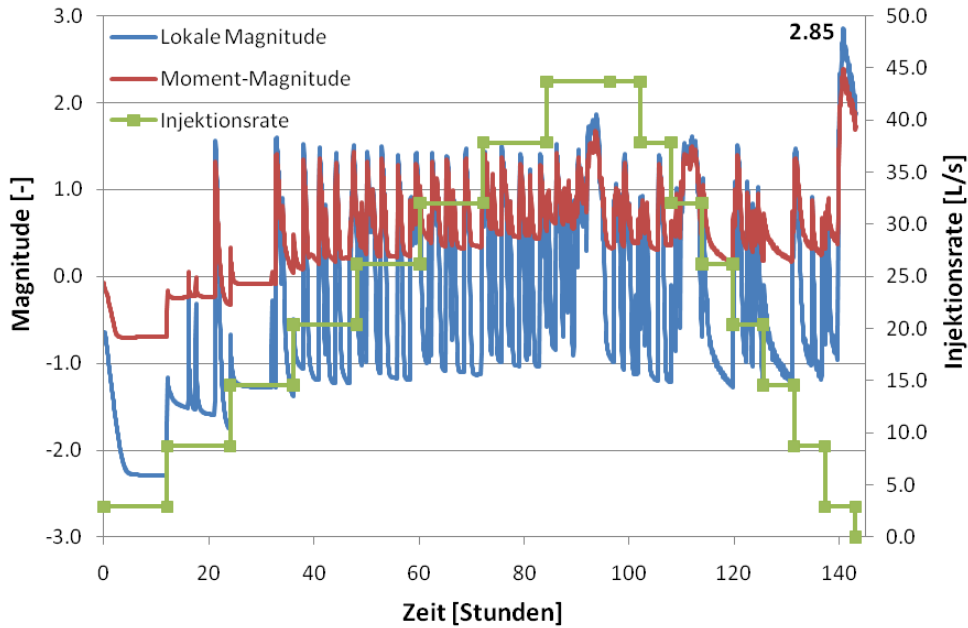


Abb. II.4-21: Injektionsstrategie mit 8-stufigem Anstieg der Injektionsrate: registrierte Seismizität (M_L und M_w).

Nach diesen Ergebnissen, die keine deutliche Verbesserung in Bezug auf die induzierte Seismizität aufzeigen, wurde von einer weiteren stufigen Aufteilung der Injektionsstrategie abgesehen. Stattdessen wurde ein lineares Injektionsverfahren simuliert, bei der die Injektionsrate auf maximal 46,58 l/s ansteigt (Abb. II.4-22).

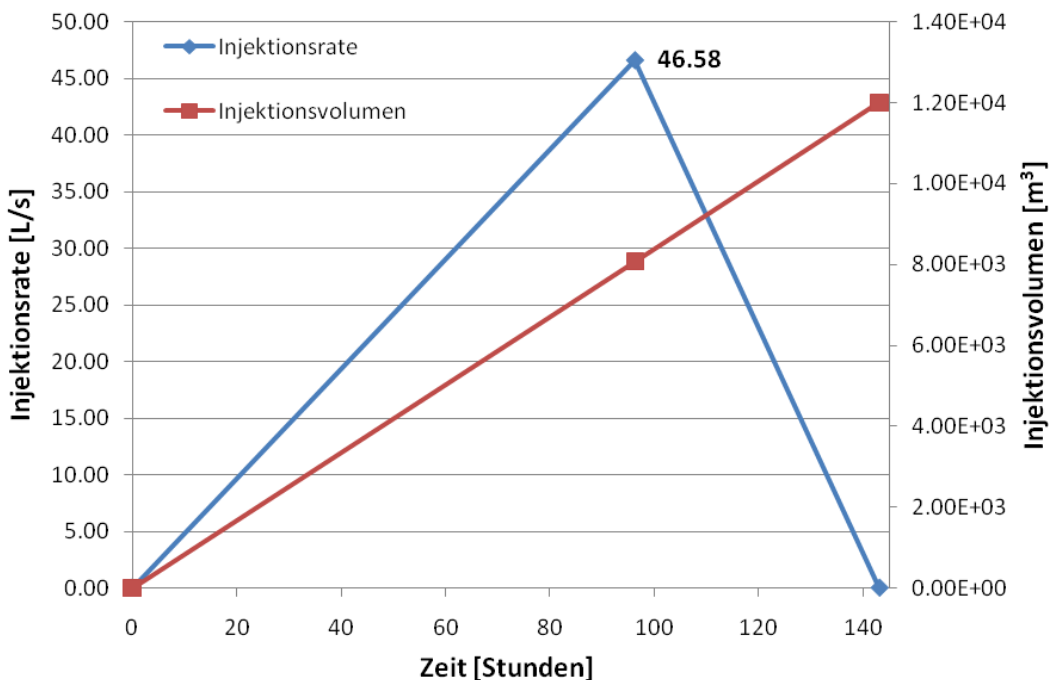


Abb. II.4-22: Injektionsstrategie mit linearem Anstieg der Injektionsrate.

Das hierbei generierte Reservoirvolumen hat eine Abmessung von 900 m (x) \times 100 m (y) \times 779 m (z). Die maximale Schnittfläche der Bruchzone liegt bei ca. 0,65 km². Der BHP erreicht ähnliche Maximalwerte (74,5 MPa), wie bei der ursprünglichen Stimulation (78,3 MPa). Auffällig sind zu Beginn der Injektion die Schwankungen in der Druckkurve (Abb. II.4-23), deren Ursache durch den Effekt des „break down pressures“ zu erklären sind (vgl. Abb. II.4-24). Hierbei fällt bei der Erzeugung eines größeren Bruchs, aufgrund der damit verbundenen Zunahme des für das Injektionsfluid

zugänglichen Hohlraumvolumens, ein Druckabfall statt. Mit fortlaufender Injektion und zunehmender Injektionsrate wird dieser Effekt kompensiert. Die Seismizität ist vergleichbar mit den Verhältnissen der 8-stufigen Injektion. Das heißt, dass das durchschnittliche Niveau relativ konstant ist. Nach oben weist dieses einen maximalen Korridor zwischen 1,5 und 1,9 auf. Allerdings ist M_{\max} , die hierbei ebenfalls nach shut-in auftritt, mit M_L 2,47 bzw. M_w von 2,09 vergleichsweise deutlicher reduziert (Abb. II.4-24).

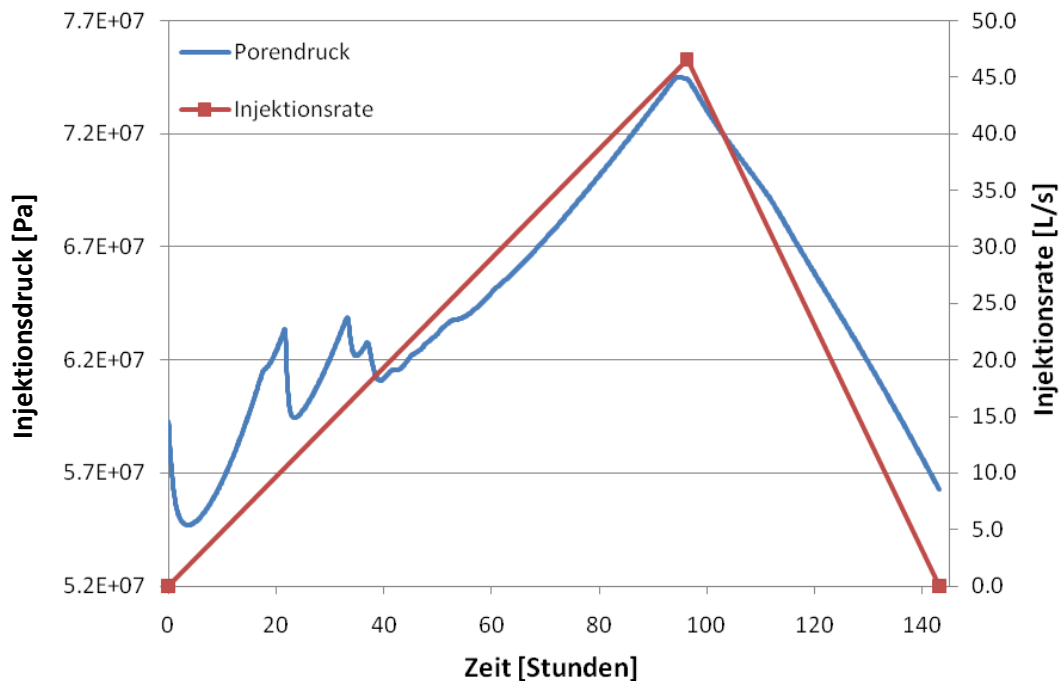


Abb. II.4-23: Injektionsstrategie mit linearem Anstieg der Injektionsrate: Entwicklung des BHP (Porendruck).

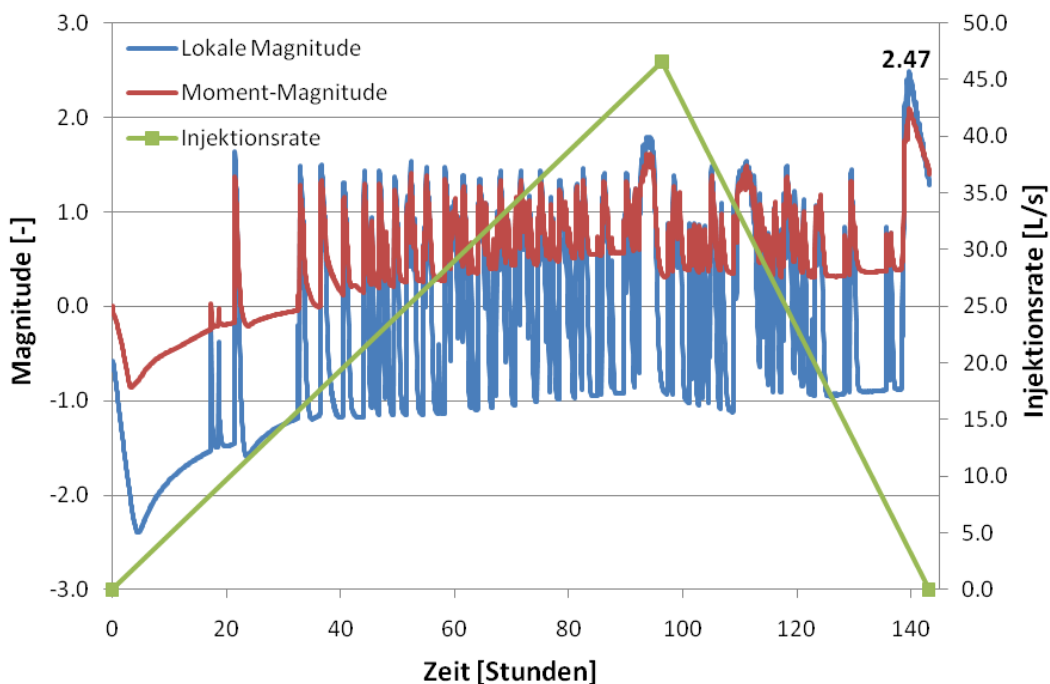


Abb. II.4-24: Injektionsstrategie mit linearem Anstieg der Injektionsrate: registrierte Seismizität (M_L und M_w).

Da diese Strategie auf Anhub Verbesserungen in Hinblick auf das seismische Risiko aufzeigte, wurden nun entsprechende Varianten getestet. Hierbei wurden der Anstieg und das Abklingen der Injektionsrate verändert, wobei das Maximum der Injektionsrate mit 46,58 l/s beibehalten wurde.

Die erste Variante sieht ein gleichförmiges Verhältnis vor, während die zweite Variante aus einem schnellen Anstieg und einem langsamen Abklingen besteht (Abb. II.4-25).

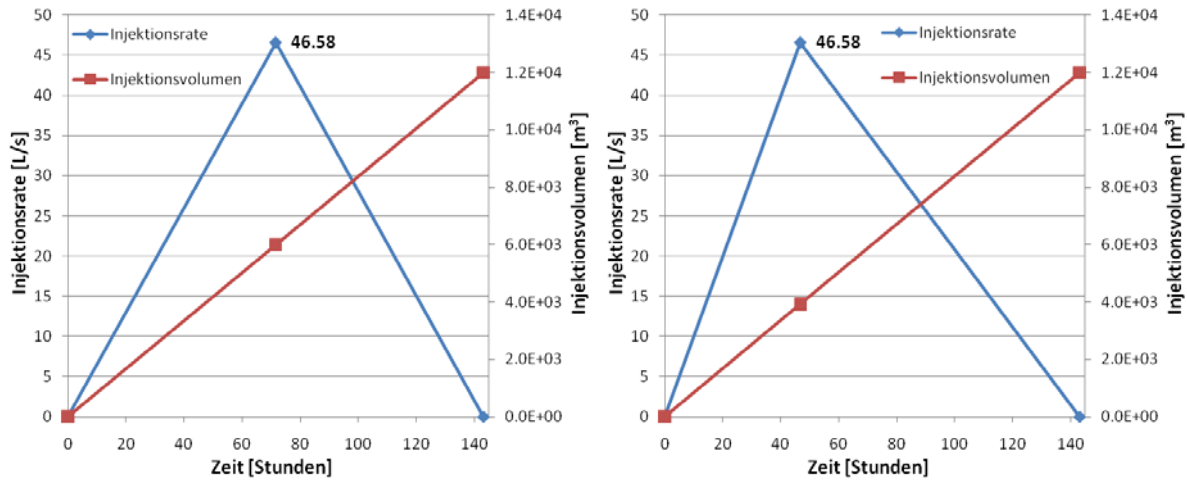


Abb. II.4-25: Injektionsstrategie mit unterschiedlichem linearen Anstieg und Abklingen der Injektionsrate (links gleichförmig; rechts schneller Anstieg-langsameres Abklingen): Entwicklung des BHP.

Die resultierende Seismizität zeigt jeweils eine geringfügige Verringerung von M_{\max} auf 2,41 bzw. 2,39. Dafür sind allerdings wieder mehrere Maxima bzw., bei der Variante mit schnellem Anstieg, sogar ein tendenziell sukzessiver Anstieg der Seismizität bis zum Maximalevent erkennbar (Abb. II.4-26).

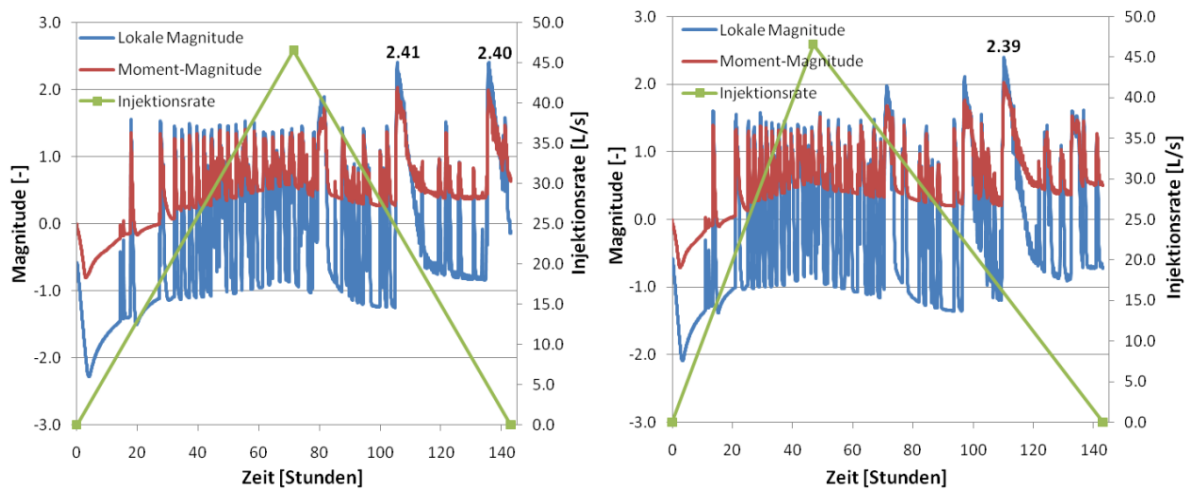


Abb. II.4-26: Injektionsstrategie mit unterschiedlichem linearen Anstieg und Abklingen der Injektionsrate (links gleichförmig; rechts schneller Anstieg-langsameres Abklingen): registrierte Seismizität (M_L und M_w).

In Tabelle II.4-2 sind alle Ergebnisse der Injektionsstrategievariationen zusammengefasst. Die Varianten mit linearem Anstieg der Injektionsrate zeigen dabei deutliche Vorteile auf. Dabei erscheint die Variante 3 (mit schnellem Anstieg) am vorteilhaftesten. Zum einen ist hier die maximale Seismizität am geringsten, zum anderen ist die maximale Schnittfläche der generierten Bruchzone am größten. Die insgesamt freigesetzte seismische Energie ist in diesem Fall zwar auch am größten, wird aber, in Bezug auf ein maximales Event, für den simulierten Zeitraum augenscheinlich besser verteilt (d.h. mehr kleinere Ereignisse). Auffällig ist der Anstieg des seismischen Grundniveaus nach Auftreten von M_{\max} (am Ende der Simulation). Dieses lässt vermuten, dass mit weiterer Simulationsdauer noch relevante Seismizität auftreten könnte. Für eine bessere Beurteilung dieser Optimierungsstrategie sind daher noch weitere Simulationsläufe und eine Vergrößerung des Analysezeitraums notwendig. Abschließend lässt sich generell aber erst einmal ableiten, dass ein linearer Anstieg der Injektionsrate für hydraulische Stimulationsmaßnahmen am erfolgversprechendsten erscheint. *Hierbei sind ein schneller Anstieg und ein langsames Abklingen der Injektionsrate vorteilhaft.*

Tab. II.4-2: Ergebnisse der Simulationsvarianten mit variierender Injektionsstrategie.

Stimulationsvariante	max. Schnittfläche der Bruchzone [km ²]	Summe seismische Energie [J]	berechnete M_{Wmax} [-]
history matching DHM-Projekt	0,66	$10,8 \times 10^3$	2,30
4-stufige Injektion	0,65	$10,3 \times 10^3$	2,26
8-stufige Injektion	0,68	$9,14 \times 10^3$	2,39
lineare Variante 1: (langsamer Anstieg, schnelles Abklingen, Max. nach 2/3)	0,65	$9,49 \times 10^3$	2,09
lineare Variante 2: (gleichförmiger Anstieg und Abklingen, Max. nach 1/2)	0,69	$9,83 \times 10^3$	2,03
lineare Variante 3: (schneller Anstieg, langsames Abklingen, Max. nach 1/3)]	0,71	$10,2 \times 10^3$	2,03

II.4.1.2 Test und Optimierung einer neuen EGS-Strategie am Beispiel des DHM-Projektes

In einem weiteren Schritt wurde von Li (2013) zur Optimierung des Verfahrens eines Enhanced Geothermal Systems (EGS) und zur Prüfung weiterer Möglichkeiten der Reduzierung des seismischen Risikos eine Kombination aus veränderter Injektionsstrategie (Variante 1 der linearen Injektion; s. Abb. II.4-22) und verschiedenen Varianten eines Multifrac-Systems numerisch getestet. Für dieses System wird eine fiktive Horizontalbohrung angenommen von der die transversalen Fracs ausgehen. Der Tiefenbereich der Horizontalbohrstrecke liegt bei -4.825 m und die Fracs werden immer gleichzeitig stimuliert. Folgende Variationen werden getestet:

- 2 Fracs
- 4 Fracs
- 6 Fracs

Die Modellgenerierung erfolgt nach einem ähnlichen Muster, d.h. die drei Materialtypen (*Granit*, *Granit_Frac* und *Wasser*) bleiben gleich. Nur der Modellaufbau wird angepasst. Es wird diesmal aus Symmetriegründen ein ½-Modell verwendet, dessen Abmessungen 350 m (x) × 679 m (z) betragen. Die Erstreckung in y-Richtung ist von der Anzahl der angenommenen Fracs abhängig und beträgt 1.200 m (2-Frac-Variante), 1.600 m (4-Frac-Variante) bzw. 2.000 m (6-Frac-Variante). Der betrachtete Teufenbereich ist verkleinert (-4.530 m bis -5.209 m). Die Einheit *Granit_Frac* ist in y-Richtung zentral positioniert und erstreckt sich über die gesamte Modellbreite. Von der Modelloberkante hat sie eine Tiefenerstreckung bis -5.000 m (Abb. II.4-27). Im Bereich von -4.825 m werden in der Zone *Granit_Frac* zwei, vier bzw. sechs Injektionspunkte mit einem horizontalen Abstand von jeweils 200 m definiert. Dieser Abstand wurde, basierend auf den Ergebnissen des „history matchings“ gewählt, um sicher zu gehen, dass kein Kurzschluss zwischen den Fracs erzeugt wird. Dort zeigte sich das die nachsimulierten seismischen Ereignisse sich über eine Zone von etwa 80 m Breite (entspricht Gesamtbreite) verteilen (s. Kap. II.4.1 und Abb. II.4-15). Die Elemente haben eine Abmessung von 16,667 m (x) × 16,667 m (y) × 16,478 m (z).

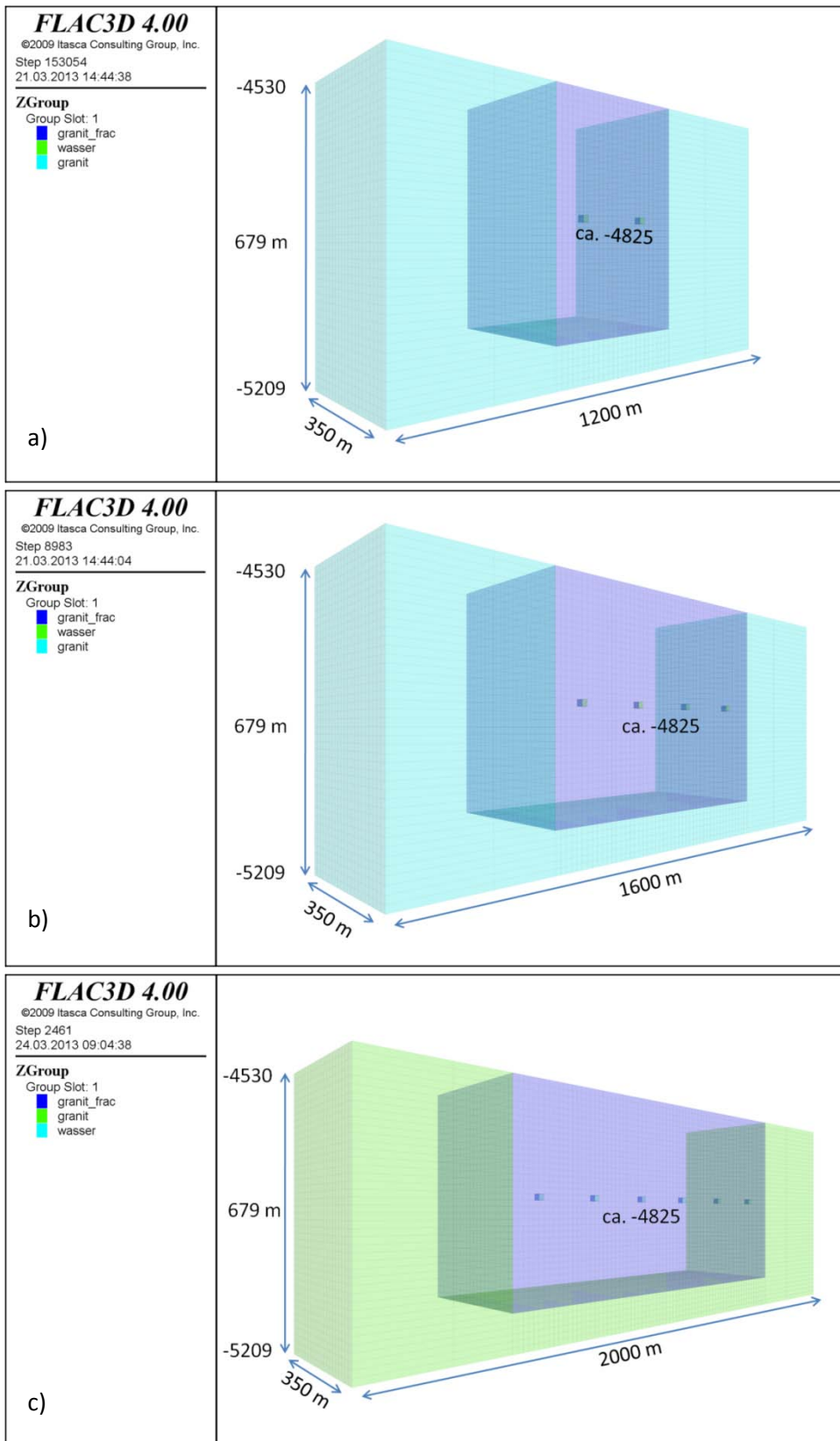


Abb. II.4-27: Geometrie und Aufbau des $\frac{1}{2}$ -Modelles für den Test einer neuen EGS-Strategie am Beispiel des DHM-Projektes: a) 2-Frac-Variante, b) 4-Frac-Variante und c) 6-Frac-Variante.

Eine detaillierte Betrachtung der erzeugten Bruchflächen erfolgte in diesem Zusammenhang nicht. Nach jeweiliger Durchführung der Stimulationssimulation sind Bruchzonen mit einer Höhe bis zu etwa 300 m und einer Längenerstreckung bis zu etwa 200 m erzeugt worden. Auffällig ist dabei, dass die erzeugten Bruchflächen, aufgrund der von den Fracs jeweils ausgehenden Druckfronten, eine

gegenseitige Beeinflussung zeigen (Abb. II.4-28). Die kumulierte maximale Schnittfläche der Bruchzonen ist abgeschätzt vergleichsweise kleiner gegenüber der herkömmlichen EGS-Technik.

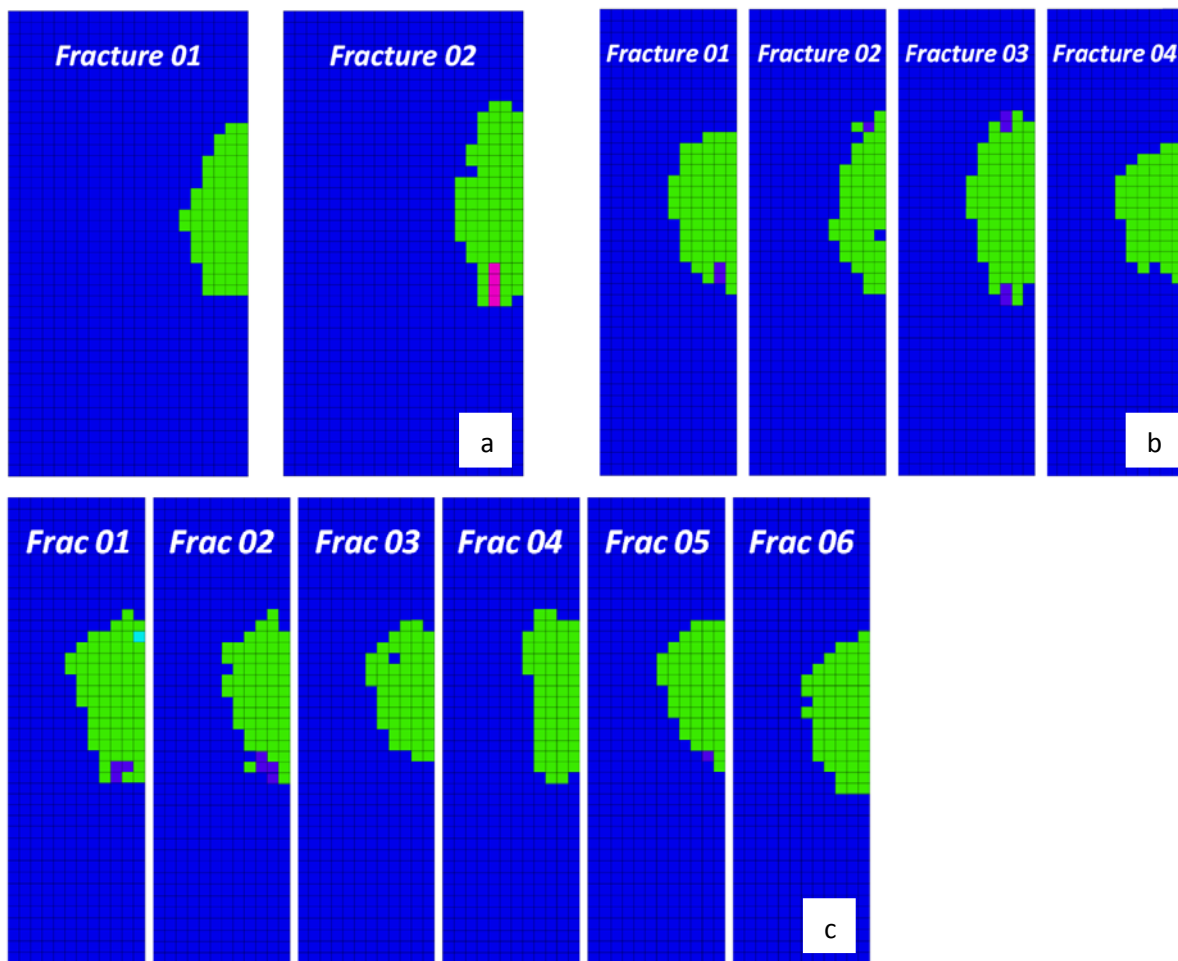


Abb. II.4-28: Bruchzonen geometrien die bei der Stimulation von a) 2, b) 4 bzw. c) 6 Multifracs erzeugt wurden. Mit zunehmender Frac-Anzahl wird die gegenseitige Beeinflussung bzgl. der Bruchausbreitung deutlich. Die äußeren Bruchzonen haben die größten Tiefen- und Längenerstreckung, während die mittleren Bruchzonen deutlich kleiner sind und im Zentrum sogar z.T. deformiert erscheinen.

Bzgl. induzierter Seismizität zeigt die Strategie des Multifrac-Systems nochmals eine deutliche Verbesserung. Je mehr Multifracs erzeugt werden, umso mehr reduziert sich die berechnete M_{Wmax} (Abb. II.4-29), die ohne Ausnahme erst lange nach der maximalen Injektionsrate auftaucht. Auffällig ist, dass die Anzahl größerer Magnituden mit steigender Frac-Anzahl zunimmt. Dabei reagieren - zwar nicht alle -, aber die meisten Fracs simultan. Es ist zurzeit aber noch ungeklärt, ob es sich hierbei, um einen Effekt der numerischen Berechnung handelt oder natürlicherweise tatsächlich (unter der Bedingung, dass alle Fracs, wie simuliert, gleichzeitig stimuliert werden) mit einem solchen Systemverhalten zu rechnen ist.

In Anbetracht des technischen Mehraufwands dieser EGS-Strategie und entsprechend höherer Kosten ist die Abwägung zwischen Wirtschaftlichkeit und Beherrschung des seismischen Risikos ein kritischer Punkt, der durch Verbesserung von technischen Entwicklungen und genaueren wissenschaftlichen Analysen optimiert werden sollte. Die erste Studie hierfür haben Li et al. (2013) und Acar et al. (2013) durchgeführt.

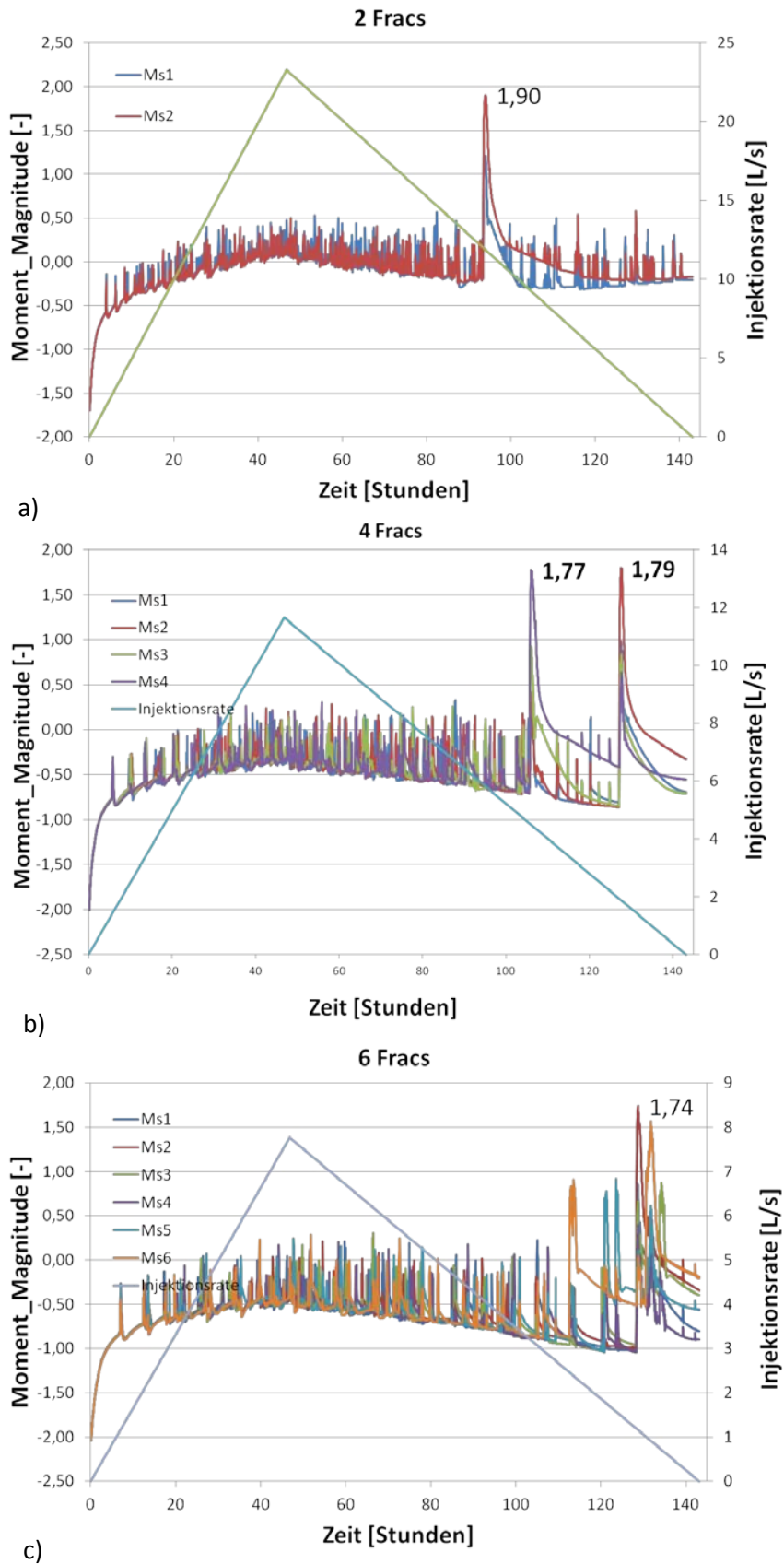


Abb. II.4-29: Induzierte Seismizität in Abhängigkeit der Anzahl von Multi-Fracs: a) 2 Fracs, b) 4 Fracs und c) 6 Fracs. Mit zunehmender Frac-Anzahl reduziert sich die berechnete maximale Momentenmagnitude M_{Wmax} .

II.4.2 Das GeneSys-Projekt in Hannover

Das GeneSys-Projekt wurde entgegen der eigentlichen Projektplanung kurzfristig mit in die Bearbeitung aufgenommen, da sich hier eine sehr gute Möglichkeit bot, das Modellierungskonzept in der Praxis zu testen und die geplante hydraulische Stimulation vorauszuberechnen. Das heißt, es wurde untersucht, wie sich die geplante Injektion von etwa 20.000 m³ Frischwasser bzgl. Bruchausbreitung und Reservoirgeometrie sowie induzierter Seismizität auswirken werden. Aus dieser Vorausberechnung wurden auch Empfehlungen bzgl. der Positionierung von tiefen Bohrlochgeophonen abgeleitet. Im Weiteren wurde ebenfalls numerisch analysiert, wie das Deckgebirge auf die Stimulation reagiert und ob eine entsprechende Barriereintegrität, insbesondere von den überlagernden Salzgesteinshorizonten, gewährleistet ist. Im Zuge der Entwicklungen im Projektverlauf, hat die Bearbeitung des GeneSys-Projektes die geplante Bearbeitung des Standortes Sultz-sous-Forêts ersetzt (s. Kap. II.4).

Modellerstellung

Grundlage der numerischen Berechnungen sind mechanische und hydraulische Parameter, die direkt oder indirekt aus zur Verfügung stehenden Bohrlochmessungen sowie aus Literaturstudien bzgl. vergleichbarer Standorte im Norddeutschen Becken stammen. Für das GeneSys-Modell wurde aufgrund der Symmetrie ein ¼-Modell mit den Abmessungen 100 m × 813 m × 1200 m (B/H/T; Abb. II.4-30) generiert. Der untere Rand sowie alle seitlichen Randflächen des Berechnungsmodells sind in ihrer Bewegungsfreiheit jeweils in orthogonaler Richtung zur Fläche fixiert, während der obere Modellrand in vertikaler Richtung mit dem entsprechenden Gebirgsdruck belastet wird.

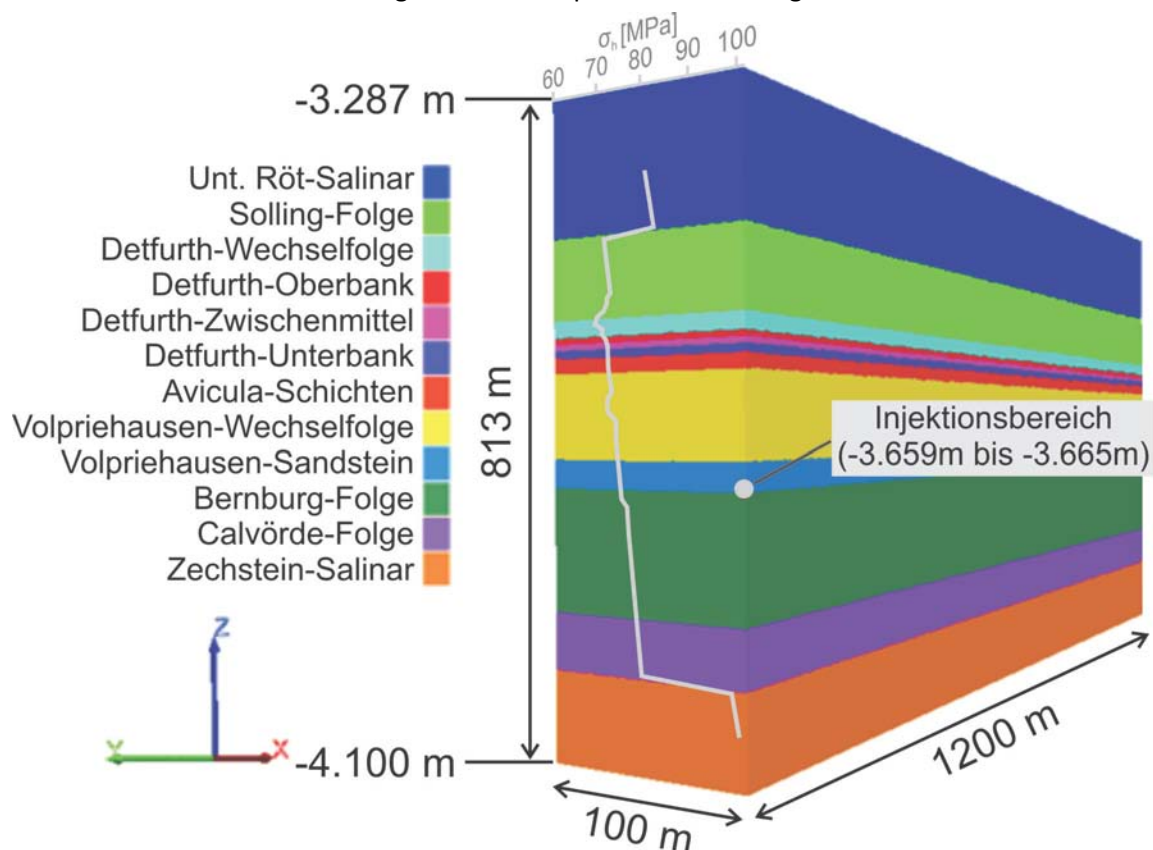


Abb. II.4-30: ¼-Untergrundmodell für das GeneSys-Projekt, Hannover Groß-Buchholz (Tiefenangaben in TVD) mit Angabe der tiefenabhängigen Verteilung der kleinsten Horizontalspannung σ_h .

Die in Abbildung II.4-30 dargestellte stratigraphische Abfolge, der perforierte Injektionsbereich sowie die verfügbaren Modellparameter sind entsprechend den Vorlagen der BGR sowie anhand der vom LIAG überlassenen Angaben übernommen und in dem Modell berücksichtigt worden (Krug et al.

2010, 2011, Löhken et al. 2010, Orilski et al.2010). Für die Modellierung sind anhand des Mini-Fractests vom Juni 2010 (Hou & Zhou 2011, Krug et al. 2010) und nach den Gleichungen II.4-1 bis II.4-3 berechnete Primärspannungen als weitere Modellparameter bestimmt worden. Das Verhältnis der Primärspannungen zueinander entspricht einem extensionalen Spannungsregime.

$$\sigma_v = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot g \cdot \Delta h_i \quad \text{Gl. II.4-1}$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha_v \cdot P) + \alpha_h \cdot P + \sigma_{tec} \quad \text{Gl. II.4-2}$$

$$\sigma_H = \frac{\sigma_v + \sigma_h}{2} \quad \text{Gl. II.4-3}$$

mit ρ : Dichte [kg/m³]; h : Dicke der einzelnen Schicht [m]; g : Erdbeschleunigung [m/s²]; ν : Poissonzahl [-]; $\alpha_{h,v}$: horizontaler bzw. vertikaler Biot-Koeffizient [-]; P : initialer Porendruck; σ_{tec} : tektonische Spannung.

Der dynamische Elastizitätsmodul E_d und die Poissonzahl ν_d wurden anhand der Wellengeschwindigkeiten (ν_p : Kompressionswellengeschwindigkeit; ν_s : Scherwellengeschwindigkeit; ρ : Dichte) aus der Bohrlochmessung berechnet (Gl. II.4-4 u. Gl. II.4-5). Nach Gleichung II.4-6 wird der dynamische Elastizitätsmodul in die statische Form umgewandelt. Die statische Poissonzahl wird als identisch mit der dynamischen angenommen. Weiterhin sind für die Berechnung der Kompressions- und der Schubmodul erforderlich, die durch Gleichung II.4-7 und II.4-8 bestimmt werden. Die mechanischen und hydraulischen Parameter sind in Tabelle II.4-3 aufgeführt.

Tab. II.4-3: Für die Berechnung des GeneSys-Fracs verwendete Parameter*.

Teufe	Schicht	ρ	ϵ	ν	K	G	C	ϕ	σ	σ_{tec}	K	Φ	μ	α_h	α_v	M
			(stat.)													
(Top)											(x, y, z)					
[m]		[g/cm ³]	[GPa]	[-]	[GPa]	[GPa]	[MPa]	[°]	[MPa]	[MPa]	[m ²]	[%]	[Pa/s]	[-]	[-]	[GPa]
3287	Unteres Rötalinär (so1)	2,19	39,15	0,226	23,84	15,96	15,0	35,0	0,50	0,00	1,00 ⁻²¹	10,0	0,001	0,0	0,0	-
3424	Solling-Folge	2,71	33,55	0,236	21,20	13,57	17,3	37,5	2,61	25,30	2,00 ⁻¹⁷	11,4	0,001	0,6	0,8	19,0
3504	Detfurth-Wechselfolge	2,72	46,11	0,228	28,21	18,78	17,3	37,5	2,61	25,30	2,00 ⁻¹⁷	9,7	0,001	0,6	0,8	19,0
3521	Detfurth-Oberbank	2,72	59,08	0,220	35,15	23,21	17,3	37,5	2,61	25,30	1,02 ⁻¹⁶	7,9	0,001	0,6	0,8	19,0
3527	Detfurth-Zwischenmittel	2,71	70,92	0,207	40,40	29,37	17,3	37,5	2,61	25,30	2,04 ⁻¹⁶	6,7	0,001	0,6	0,8	19,0
3533	Detfurth-Unterbank	2,69	55,35	0,200	30,72	23,07	17,3	37,5	2,61	25,30	2,00 ⁻¹⁷	5,7	0,001	0,6	0,8	19,0
3542	Avicula-Schichten	2,67	65,38	0,215	38,17	26,92	17,3	37,5	2,61	25,30	2,40 ⁻¹⁷	5,6	0,001	0,6	0,8	19,0
3556	Volpriehausen-Wechselfolge	2,71	63,90	0,222	38,34	26,14	17,3	37,5	2,61	25,30	2,00 ⁻¹⁷	7,1	0,001	0,6	0,8	19,0
3636	Volpriehausen-Sandstein	2,70	61,83	0,213	35,89	25,49	17,3	37,5	2,61	25,30	2,00 ⁻¹⁷	6,1	0,001	0,6	0,8	19,0
3662	Bernburg-Folge (su2)	2,72	64,09	0,225	38,87	26,16	17,3	37,5	2,61	25,30	2,55 ⁻¹⁸	5,7	0,001	0,6	0,8	19,0
3773	Calvörde-Folge (su1)	2,72	64,09	0,232	39,90	26,01	17,3	37,5	2,61	25,30	2,00 ⁻¹⁷	5,7	0,001	0,6	0,8	19,0
4000	Zechstein	2,25	39,15	0,226	23,84	15,96	15,0	35,0	0,50	0,00	1,00 ⁻²¹	0,1	0,001	0,0	0,0	-
4100	Modellende	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* ρ : Dichte; ϵ (stat.): Elastizitätsmodul; ν : Poissonzahl; K: Kompressionsmodul; G: Schermodul; C: Kompression; ϕ : Reibungswinkel; σ : Zugfestigkeit; σ_{tec} : tekt. Spannung; K: Permeabilität; Φ : Porosität; μ : Viskosität; α_h : Biot-Koeffizient horizontal; α_v : Biot-Koeffizient vertikal; M: Biot-Modul

$$E_d = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad \text{Gl. II.4-4}$$

$$v_d = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2(v_p^2 - v_s^2)} \quad \text{Gl. II.4-5}$$

$$E = E_d \cdot \exp(0.2317 - 0.3352 \ln E_d) \quad \text{Gl. II.4-6}$$

$$K = E / 3 / (1 - 2\nu) \quad \text{Gl. II.4-7}$$

$$G = E / 2 / (1 + \nu) \quad \text{Gl. II.4-8}$$

mit: V_s : Geschwindigkeit der transversalen Welle [m/s]; V_p : Geschwindigkeit der longitudinalen Welle [m/s]

Voraussimulation und Modellanpassung der GeneSys-Stimulation im Mai 2011

Im Vorfeld des, im Rahmen des GeneSys-Projektes durchgeführten, großen, hydraulischen Wasser-Frac haben wir sowohl die Frac-Ausbreitung als auch die freigesetzte Deformationsenergie bzw. die induzierte Seismizität vorausberechnet (Hou et al. 2011a, 2011b, Abb. II.4-32a). Auf diese möchten wir hier im Detail nicht mehr eingehen, da die Berücksichtigung des tatsächlichen Injektionsverlaufs gegenüber den zuerst verwendeten Annahmen deutliche Veränderungen in der Modellierung der Bruchausbreitung zur Folge hatte. Im Folgenden werden nun die Ergebnisse der vorgenommenen Modellanpassungen, die auf Basis der real durchgeführten Stimulation vorgenommen wurden, dargestellt.

Die reale Druckkurve der GeneSys-Stimulation wurde im Modell nachempfunden (Abb. II.4-31). Hierfür wurde zu dem gemessenen Kopfdruck der hydrostatische Druck der Wassersäule aufaddiert und somit ein Druck am Bohrlochboden bzw. in Reservoirtiefe (engl. Bottom Hole Pressure oder BHP) bestimmt. Für die Anpassung an die reale Druckkurve mussten die Permeabilitäten gegenüber der Voraussimulation vom Januar 2011 (Hou et al. 2011a) jeweils mittels eines Berechnungsfaktors von 0,1 verringert werden. Dies repräsentiert die Tatsache, dass unter realen Bedingungen die Permeabilität mit steigendem Gebirgsdruck reduziert wird, während Laborwerte meistens bei niedrigerem Mantel- bzw. Axialdruck bestimmt werden. Außerdem war für die Verifizierung der gemessenen Druckkurve (Abb. II.4-31b) eine Anpassung der tektonischen Spannung σ_{tec} von 21,7 MPa auf 25,3 MPa erforderlich (Gl. II.4-1).

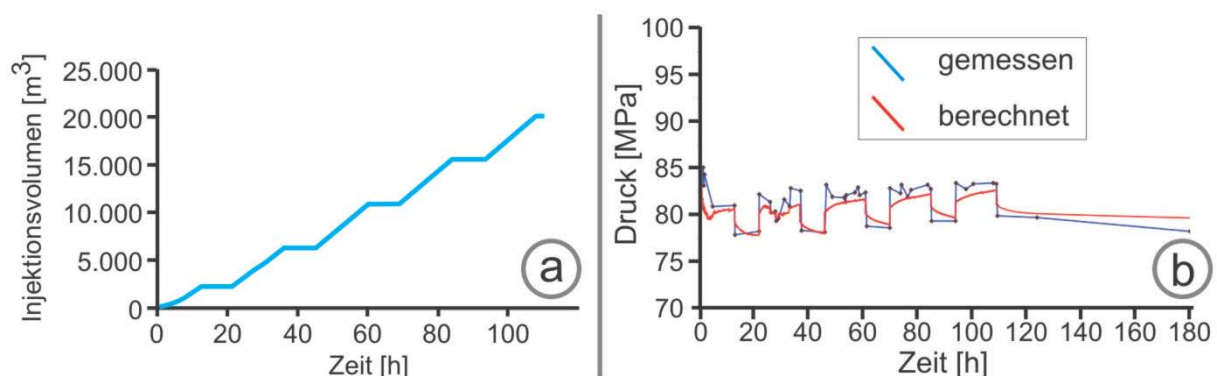


Abb. II.4-31: Zeitbasierte Darstellung von a) des bei der GeneSys-Stimulation injizierten Wasservolumens (max. Injektionsrate 90 l/s) und b) der Modellanpassung anhand des realen Druckverlaufs am Bohrlochboden (BHP): Vergleich von gemessenem und im Modell berechnetem Druckverlauf der GeneSys-Stimulation.

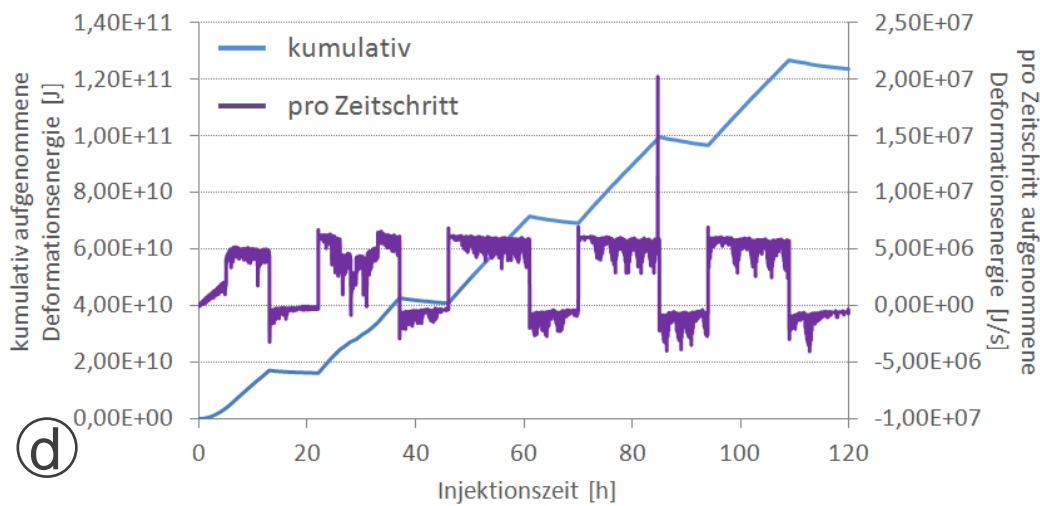
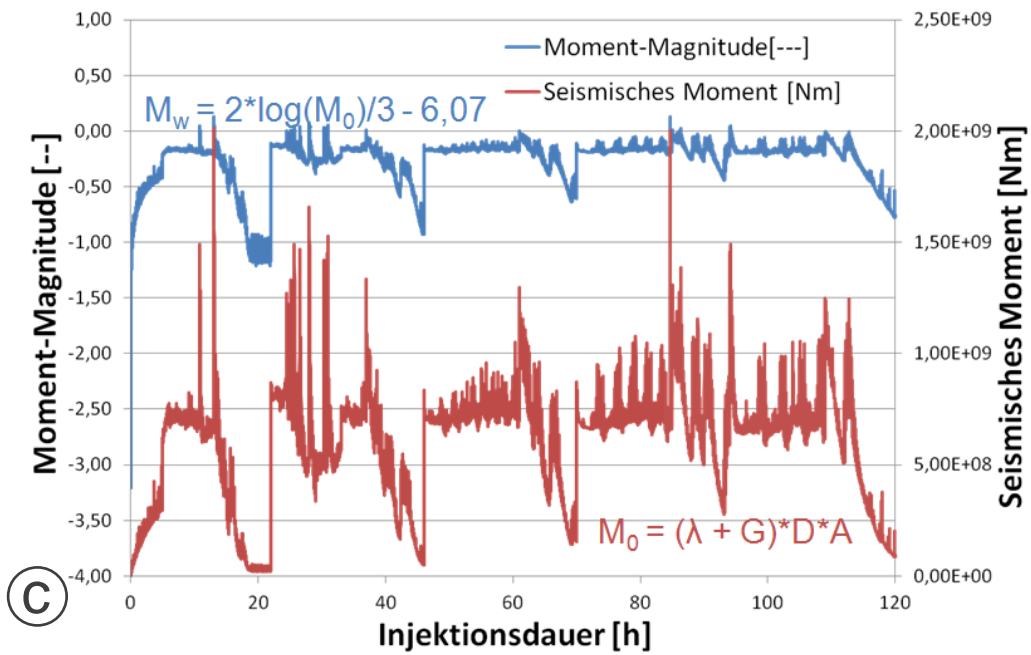
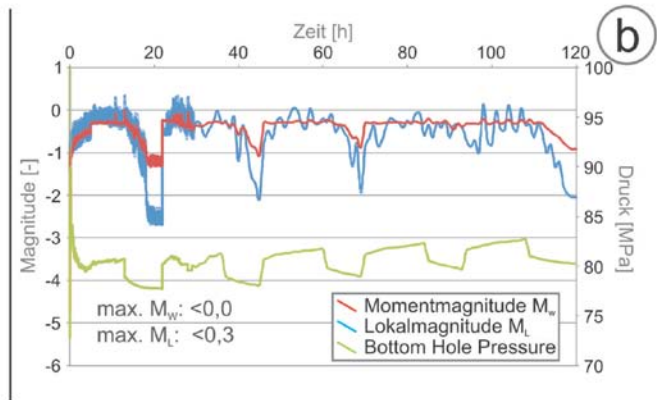
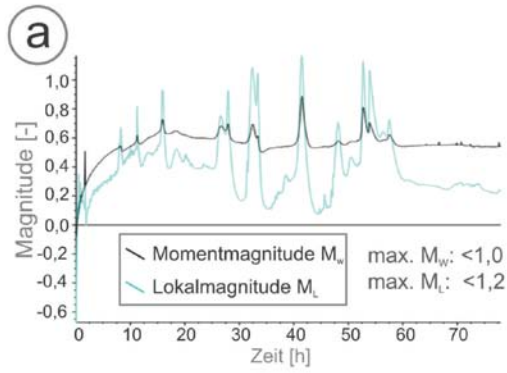
Diese Anpassungen und vor allem der reale Druckverlauf bewirkten einige Änderung gegenüber unserer Vorausberechnungen. Im Wesentlichen sind dies eine starke Erhöhung der Frac-Länge, eine Reduzierung der Frac-Höhe Richtung Liegendem sowie eine geringfügige Variation der Frac-Breite (Abb. II.4-32). Die generellen Aussagen bzgl. der Integrität des Deckgebirges sowie zur induzierten Seismizität sind davon nicht betroffen. Im Gegenteil, die neu berechnete Seismizität ist sogar deutlich

geringer als zuvor (Abb. II.4-33). Es zeigt sich, dass die Stimulations-Ruhephasen sogar einen positiven Effekt auf die Seismizität haben. In den ersten drei Ruhephasen fallen die ermittelten Magnituden (Lokal- sowie Momentenmagnitude) jeweils ab. Die Intensität dieser Abfälle zeigt hierbei eine abnehmende Tendenz. Während der letzten Ruhephase ist dieser Seismizitätsrückgang dann nur noch sehr schwach ausgeprägt. Daraus lässt sich ableiten, dass man während Stimulationsmaßnahmen Ruhephasen bis zu einem gewissen Grad gezielt zur Freisetzung von Deformationsenergie bzw. zur Reduzierung von sich aufaddierenden Energiefreisetzungsprozessen nutzen könnte (Abb. II.4-33b bzw. II.4-33c). Entsprechend stagniert während der Injektionsphasen das Magnitudenmaximum und steigt erst nach der letzten Ruhephase, in der der Abfall nur noch sehr schwach ausgeprägt ist, im Zuge der anschließenden Injektion wieder auf das Anfangsniveau an. Daraus lässt sich ableiten, dass das Gebirge an diesem Punkt für die Aufnahme und Speicherung von Deformationsenergie, mit Berücksichtigung des zwischenzeitlichen Abbaus in den Ruhephasen, sein Kompensationslimit vermutlich erreicht hat. Anhand dieser letzten Sequenz lässt sich vermuten, dass bei einer weiter andauernden Injektion vergleichsweise größere Magnituden im Reservoirbereich zu erwarten wären, wobei das Niveau (um bzw. < 0) generell sehr gering ist und somit auch dann kein spürbares Ereignis an der Tagesoberfläche zu erwarten wäre. Die berechnete seismische Wolke verweist darauf, dass im Gegensatz zur Modellierung des DHM-Projektes in Basel, lediglich eine schmale Bruchzone, die vorherrschend durch Zugversagen im Reservoir entstanden ist (Abb. II.4-32 u. II.4-34).

Die Ergebnisse der GeneSys-Simulation wurden in Zusammenarbeit mit EP4 bewertet. Hierbei ergaben sich mehrere Fragestellungen, von denen bis jetzt noch nicht alle abschließend geklärt werden konnten. Dies war zum einen die Anwendbarkeit der Berechnungsmethode für die Momentenmagnitude, die sich auf Scherbruchversagen bezieht. In der Simulation ergab sich, dass aufgrund der Spannungsverhältnisse am Standort quasi ausschließlich von Zugbruchversagen auszugehen ist. Nach Vavryčuk (2011) ist es nun aber möglich, das seismische Moment auch für Zugbruchprozesse zu bestimmen und somit M_w daraus zu berechnen (Abb. II.4-33c). Es ist den Abbildungen II.4-33c-d festzustellen, dass die Injektionspausen (in den Nächten) zur geteilten Freisetzung der gespeicherten Deformationsenergie insbesondere in der Spätphase der Stimulation bzw. gezielt zur Reduzierung der maximalen Magnitude genutzt werden. Darauf aufbauend haben wir neben dem neuen EGS-Erschließungskonzept die **zyklische Injektionsstrategie** zur Reduzierung der maximalen Magnitude der induzierten Seismizität in der Stimulationsphase abgeleitet und empfohlen.

Weiterhin ergeben sich anhand der Häufigkeitsverteilung der berechneten M_L -Werte unrealistisch hohe b -Werte (Abb. II.4-33e), so dass hier ein systematischer Berechnungsfehler anzunehmen ist, der noch zu identifizieren ist. Die graphische Animation des synthetisch generierten seismischen Kataloges, die das Ausbreitungsverhalten der Seismizität im Zuge der Injektion verdeutlicht, zeigt z.T. ein unnatürliches (bezugnehmend auf die angenommene Materialisotropie der einzelnen Formationen) musterhaftes Auftreten von Ereignissen (Abb. II.4-34). Dieser Effekt entsteht im Wesentlichen durch eine Veränderung der Berechnungszeitschritte während des Simulationslaufs (größer werdende Zeitschritte), so dass mehr berechnete Ereignisse pro Zeitschritt zusammenfallen und deren Lokalisierung entlang und direkt hinter der Bruchfront optisch fokussiert wirken lassen. Daher treten diese Muster vor allem in Richtung Modellrand bzw. gegen Ende des Simulationslaufs auf. Zur Vermeidung dieses Effekts stehen noch weitere Analysen aus.

Abb. II.4-32: Modellerte Frac-Ausbreitung im Zuge der GeneSys-Stimulation: a) vorausberechnet, b) angepasste Berechnung mit Zustand am Ende der Injektion sowie c) angepasste Berechnung mit maximaler Frac-Ausbreitung 70 h nach Injektionsende.



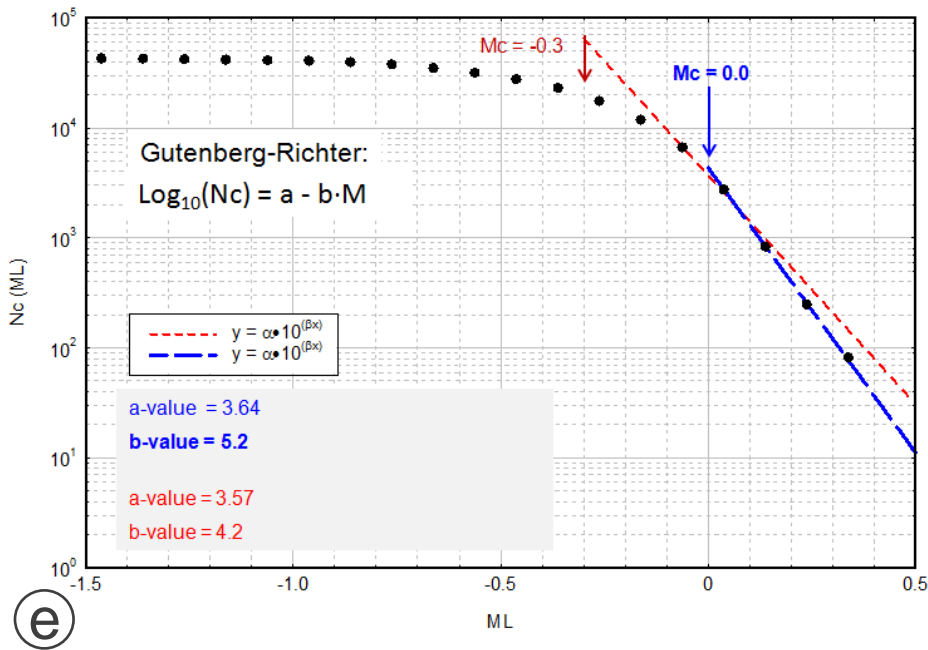


Abb. II.4-33: Berechnung der induzierten Seismizität im Reservoirbereich im Zuge der GeneSys-Stimulation: a) vorausberechnet, b) an die reale Druckkurve angepasste Berechnung, c) mit angepasster M_w -Berechnungsmethode (Zugbruch) ermittelte Seismizität, d) Aufnahmeverhalten des Gebirges für die durch die Injektion eingebrachte Deformationsenergie und e) Häufigkeitsverteilung der berechneten M_L mittels Auswertung des synthetisch generierten seismischen Katalogs.

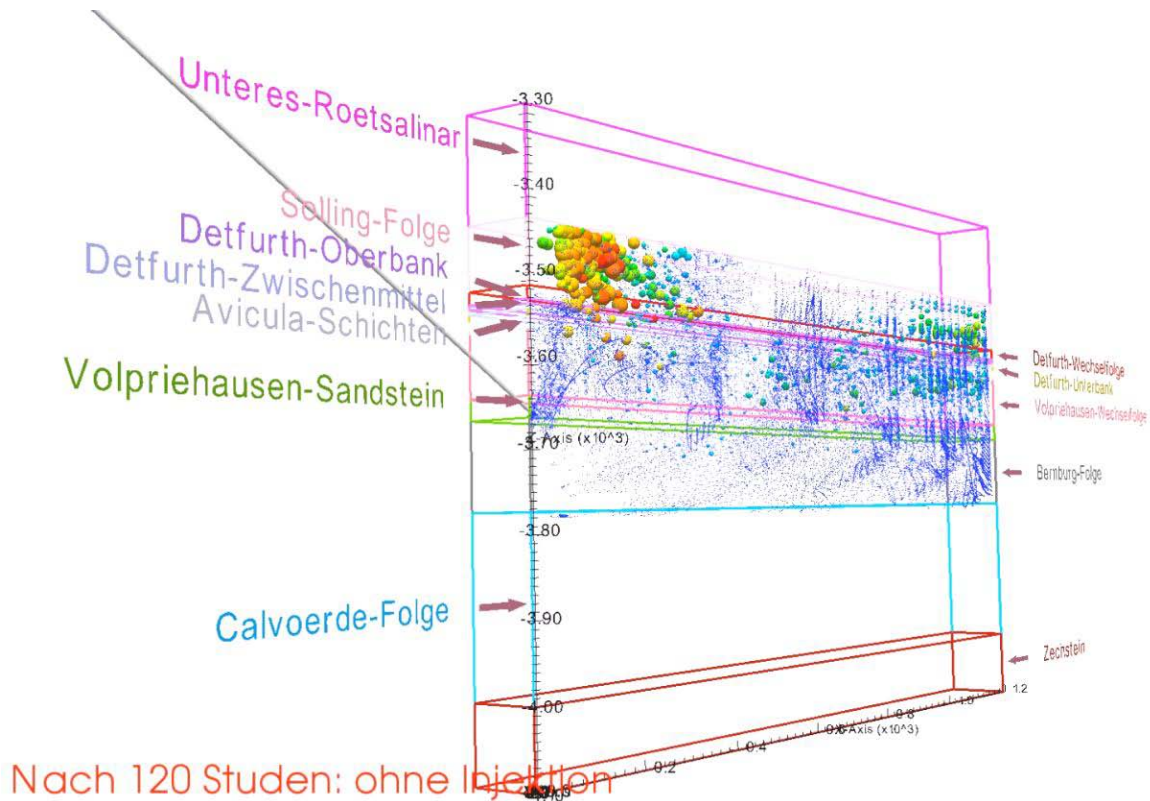


Abb. II.4-34: Auszug aus der Animation der gesamten Injektionsphase (hier ist der Zeitpunkt am Ende der Injektion dargestellt) bzgl. der räumlichen und zeitlichen Ausbreitung der simulierten induzierten Seismizität (blaue Punkte) für den Standort GeneSys, Hannover. Die in Farbe und Größe hervortretenden Punkte markieren die Bereiche der größten berechneten Magnituden.

Untersuchung der Barriereintegrität

Der Salzhorizont im Hangenden wirkt als Spannungs- und Naturbarriere, so dass der Frac entlang des Salzspiegels begrenzt wird (Abb. II.4-35). Dieser Bereich wird nun näher betrachtet, da der Nachweis der Integrität für zukünftige Frac-Operationen an vergleichbaren Standorten entscheidende Bedeutung hat. Abbildung II.4-35b zeigt im Grenzbereich zur überliegenden Salzformation eine Spannungsänderung (σ_h) von maximal 10 MPa. Dies ist gegenüber der Gebirgsspannung von 80 MPa allerdings noch relativ moderat. Die minimale Hauptspannung beträgt immer noch etwa 70 MPa, so dass zum einen auf jeden Fall die Gewährleistung der maximalen Spitzenfestigkeit von 67 MPa und Dilatanzgrenze von 66 MPa zu erwarten sind (vgl. Abb. II.4-36 sowie Gln. II.4-9 bis II.4-11). Zum anderen bleibt die Beanspruchung der Gesteine im Grenzbereich zwischen Reservoir und Deckgebirge (hier: Vergleichsspannung = von-Mises-Spannung) mit etwa 12 MPa sehr gering (Abb. II.4-37a u. II.4-37b).

Die berechneten Ausnutzungsgrade auf Basis des Scherkriteriums sowie auf Basis des Zugkriteriums weisen mit Werten von etwa 20% bzw. 0,5% relativ kleine Werte auf (Abb. II.4-37c-e), so dass die Integrität der Salzformation des Unteren Rotliegend Salinas gegenüber der GeneSys-Stimulation als gewährleistet betrachtet werden kann.

Abb. II.4-35: a) Initialer Spannungszustand von σ_h ; b) Stimulations-bedingte relative Änderungen der minimalen Hauptspannung σ_h .

Die Barriereintegrität (hier für Steinsalzschiefer) kann unter der Nutzung geeigneter und im Weiteren vorgestellten Bewertungskriterien nachgewiesen werden. Hierfür prüft man u.a., ob ein Frac, und wenn, wie weit dieser in die geologische Barriere hineinreicht bzw. diese sogar durchbricht. Weiterhin ist dabei von Interesse unter welchen Rahmenbedingungen (wie z.B. Spannungsfeld) geschieht dies und welche Auswirkungen hat die Bruchherzeugung generell auf die Barriere hinsichtlich hydraulischer und mechanischer Aspekte (z.B. Spannungsänderung, Deformation, Permeabilitäts- und Porositätssteigerung).

Anhand der berechneten Frac-Ausbreitung können wir direkt erkennen, ob die geologische Barriere geschädigt oder gar durchbrochen ist. Die Berechnung erfolgt dreidimensional, so dass die durch die hydraulische Stimulation verursachten Spannungsumlagerungen und die damit verbundenen Deformationen bei jedem Rechenschritt räumlich ermittelt werden können.

Die Integrität von geologischen Barrieren ist neben der Bohrungsintegrität ein wesentlicher Bestandteil für die geotechnische Sicherheit bei der Nutzbarmachung von Ressourcen im tiefen Untergrund. Im Rahmen von Erschließungskonzepten für Erdgaslagerstätten ist es z.B. ein entscheidendes Kriterium des Multibarrierensystems (Hou 2002; Hou et al. 2013). Daher ist ein rechnerischer Nachweis zwingend erforderlich. In den Forschungsbereichen von Untertagedeponien und der Endlagerung radioaktiver Gefahrstoffe sowie bei Gasspeichern im Salzgebirge werden dafür bislang zwei Kriterien als Standard herangezogen (Hou 2002):

(1) Dilatanzkriterium: Die Schädigungsgrenze β_D darf nicht überschritten werden, d.h. dass β_D größer oder gleich der Vergleichsspannung sein muss. β_D ist dabei von der minimalen Hauptspannung und dem Lode-Winkel abhängig:

$$\sigma_{von} \leq \beta_D(\sigma_3, \theta) \quad \text{Gl. II.4-9}$$

dabei sind, basierend auf dem Festigkeitsmodell von Hou (2002):

$$\beta_D(\sigma_3, \theta) = [1 - a_4 \cdot \exp(-a_5 \cdot \sigma_3)] \cdot \beta(\sigma_3, \theta) \quad \text{Gl. II.4-10}$$

$$\beta(\sigma_3, \theta) = \beta^{TC}(\sigma_3) \cdot k_\beta(\sigma_3, \theta) \quad \text{Gl. II.4-11}$$

$$\beta^{TC}(\sigma_3) = a_6 - a_7 \cdot \exp(-a_8 \cdot \sigma_3) \quad \text{Gl. II.4-12}$$

$$k_\beta(\sigma_3, \theta) = \left[\frac{1}{\cos\left(\theta + \frac{\pi}{6}\right) + a_9 \cdot \sin\left(\theta + \frac{\pi}{6}\right)} \right]^{\exp(-a_{10} \cdot \sigma_3)} \quad \text{Gl. II.4-13}$$

$\beta_D(\sigma_3, \theta)$:	Schädigungs- / Dilatanzgrenze [MPa]
$\beta(\sigma_3, \theta)$:	Festigkeitsfunktion aus Kurzzeitversuch [MPa]
$\beta_{TC}(\sigma_3)$:	Festigkeitsfunktion unter TC-Bedingungen (TC: triaxiale Kompression) [MPa]
$k_\beta(\sigma_3, \theta)$:	Korrekturfunktion zur Beschreibung der Einflüsse der Spannungsgeometrie auf die Festigkeit [-]
σ_3 :	minimale Hauptspannung [MPa]
σ_{von} :	Vergleichsspannung [MPa]
θ :	Lode-Winkel [°]
$a_4 - a_{10}$:	Materialparameter (s. Tab. II.4-4)

Tab. II.4-4: Experimentell ermittelte Parameter für Festigkeit und Dilatanzgrenze von Steinsalz aus dem Norddeutschen Becken (hier: Lokation Asse; Hou 2005).

Parameter	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9	a_{10}
Einheit	-	MPa ⁻¹	MPa	MPa	MPa ⁻¹	-	MPa ⁻¹
Wert	0,8	0,055	67	41	0,25	1,0	0,25

In Abbildung II.4-36 sind gemessene und berechnete Festigkeiten sowie Dilatanzgrenzen von Steinsalz aus dem Norddeutschen Becken (hier: Lokation Asse) dargestellt. Die Daten wurden unter triaxialen Beanspruchungsbedingungen (TC) ermittelt. Daran ist zu erkennen, dass die von Hou (2005) ermittelten Festigkeiten und Dilatanzgrenze von Steinsalz die untere Bandbreite von Versuchswerten abbilden.

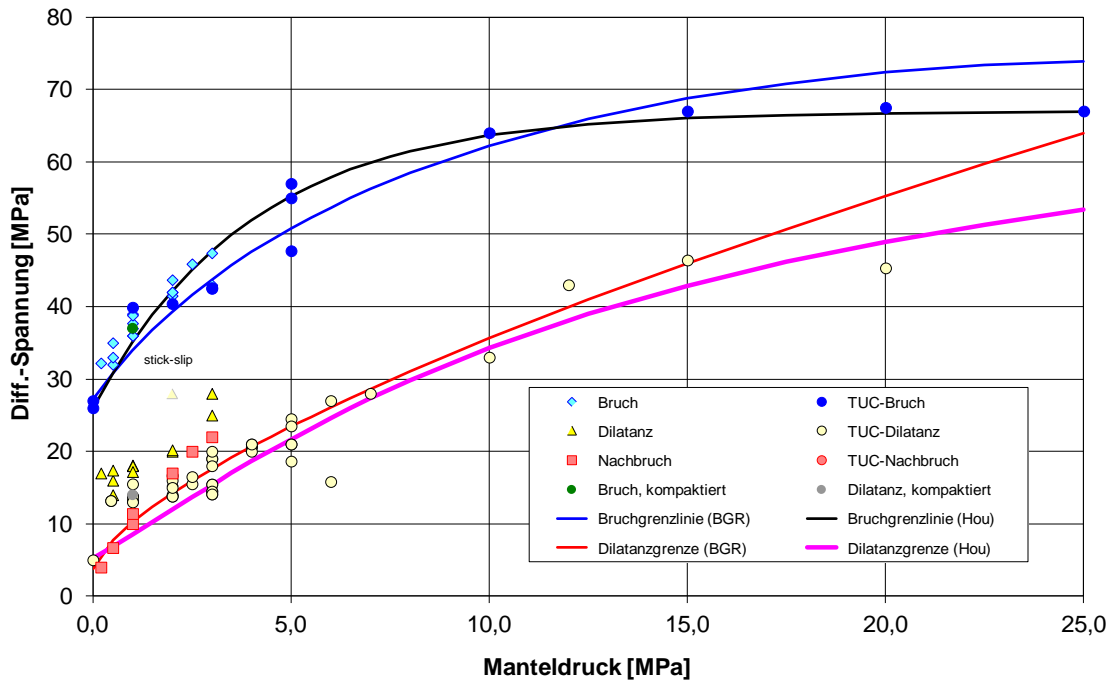


Abb. II.4-36: Gemessene und berechnete Festigkeiten sowie Dilatanzgrenzen von Steinsalz aus dem Norddeutschen Becken (hier: Lokation Asse; Hou 2005).

(2) Infiltrationskriterium bzw. hydraulisches Zugbruchkriterium (Gl. II.4-14): Die Summe der minimalen Hauptspannung σ_3 und der hydraulischen Zugfestigkeit β_t muss größer sein als der Wert eines **fiktiv** angenommenen hydrostatischen Fluiddrucks P_{Fl} in der entsprechenden Teufe z :

$$\sigma_3 + \beta_t > P_{Fl}(z) = \gamma_{Fl} \cdot z \quad \text{oder} \quad \sigma_3 + \beta_t - P_{Fl} > 0 \quad \text{Gl. II.4-14}$$

Für die Gewährleistung der Barriereintegrität von Salzgesteinsformationen sind beide Kriterien gleichzeitig zu erfüllen. Sie beschreiben jeweils unterschiedliche und voneinander unabhängige, aber für die Integrität relevante, Mechanismen. Auf der einen Seite kann die Salzbarriereintegrität bei einer nicht-dilatanten Deformation durch einen Fluiddruck von $P_{Fl}(z) > \sigma_3 + \beta_t$ verloren gehen. Auf der anderen Seite ist im Fall dilatanter Deformation ein Eindringen von Salzlösungen in die Salzbarriere - selbst bei einem sehr geringen Fluiddruck von $P_{Fl}(z) \ll \sigma_3$ - nicht zu vermeiden.

Um diesen Einfluss auf die geologische Barriere qualitativ zu bewerten, wird der sogenannte Ausnutzungsgrad η_t benutzt (Gl. II.4-15). Dieser definiert sich aus dem Verhältnis der aktuellen Zug- und Scherspannung zu der entsprechenden Festigkeit gegenüber Zug- und Scherbruch. Je kleiner der Ausnutzungsgrad ist, desto größer ist der Sicherheitsfaktor bzgl. der Barriereintegrität.

Der Ausnutzungsgrad η_t basiert auf der Zugspannung σ_t und der Zugfestigkeit β_t :

$$\eta_t = \frac{\sigma_t}{\beta_t} \quad \text{Gl. II.4-15}$$

Es ist aber schwierig, einen auf Zugfestigkeit basierenden Ausnutzungsgrad nach Gleichung II.4-15 zu verwenden, da Spannungen im Gebirge - inklusive Salzgebirge - normalerweise kompressiv sind. Dies bedeutet, dass der Ausnutzungsgrad immer null ist.

Der Wert nach Gleichung II.4-14 ($\sigma_3 + \beta_t - P_{Fl}$) stellt für ein Gebirgselement dessen Widerstandsfähigkeit gegenüber der hydraulischen Stimulation dar und kann daher als Maßstab für die Integrität herangezogen werden. Um für das Zugbruchkriterium dennoch einen dieser Fähigkeit Rechnung tragenden Ausnutzungsgrad berechnen zu können, wird auf beiden Seiten der Gleichung II.4-14 die Zugfestigkeit β_t addiert (Gl. II.4-16):

$$\sigma_3 + 2\beta_t - P_{Fl} > \beta_t \quad \text{Gl. II.4-16}$$

Mit diesem modifizierten Zugbruchkriterium kann der Ausnutzungsgrad nun nach Gleichung II.4-17 definiert werden, wobei P_{Fi} ein **fiktiv** angenommener hydrostatischer Fluiddruck ist:

$$\eta_t^{ref} = \frac{\beta_t}{\sigma_3 - p_{Fi} + 2\beta_t} \quad \text{Gl. II.4-17}$$

Hier wird, ebenfalls wie in Hou (2002), das Dilatanzkriterium für Steinsalz (Gl. II.4-9) zur Bewertung der Steinsalzbarriereintegrität herangezogen. Der auf der Dilatanzgrenze (Gl. II.4-10) basierende Ausnutzungsgrad η_D wird nach Hou (2002) in Gleichung II.4-18 definiert, während Gleichung II.4-19 den auf die maximale Spitzenfestigkeit in Form von Vergleichsspannung (Gl. II.4-11) bezogenen Ausnutzungsgrad η_S für Steinsalz bzw. nach Gleichung II.4-20 für andere Gesteinstypen angibt.

Ausnutzungsgrad η_D für Steinsalz, bezogen auf die Dilatanzgrenze β_D :

$$\eta_D = \frac{\sigma_{von}}{\beta_D(\sigma_3, \theta)} \leq 1 \quad \text{Gl. II.4-18}$$

Ausnutzungsgrad η_S für Steinsalz, bezogen auf die maximale Spitzenfestigkeit β :

$$\eta_S^1 = \frac{\sigma_{von}}{\beta(\sigma_3, \theta)} \quad \text{Gl. II.4-19}$$

Zur Ermittlung des Ausnutzungsgrad η_S anderer Gesteinstypen (z.B. Sandstein, Tonstein, Karbonate und Anhydrit) wird das Mohr-Coulombsche Scherbruchkriterium verwendet:

$$\eta_S^2 = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{\sigma_3 \cdot N_\varphi + 2c\sqrt{N_\varphi} - \sigma_3} \quad \text{Gl. II.4-20}$$

wobei: $N_\varphi = (1 + \sin\varphi) / (1 - \sin\varphi)$; φ : innerer Reibungswinkel [°]; c : Kohäsion [MPa]; σ_1 : maximale Hauptspannung [MPa]; σ_3 : minimale Hauptspannung [MPa].

Abb. II.4-37. a) u. b) Stimations-bedingte Änderungen der Vergleichsspannung im Übergangsbereich zur im Hangenden befindlichen Salzformation. c) u. d) Ausnutzungsgrad auf Basis des Scherkriteriums (dabei d: feinere Auflösung von 1% - 10% gegenüber c), mit einer Skalierung von 0 - 50%) sowie e) Ausnutzungsgrad auf Basis des Zugkriteriums.

Auch der Druckverlauf zeigt, dass eine Druckdiffusion nur sehr langsam stattfindet und somit von einer Dichtheit des Reservoirs bzw. einer ausreichenden Deckgebirgsintegrität auszugehen ist (Abb. II.4-38).

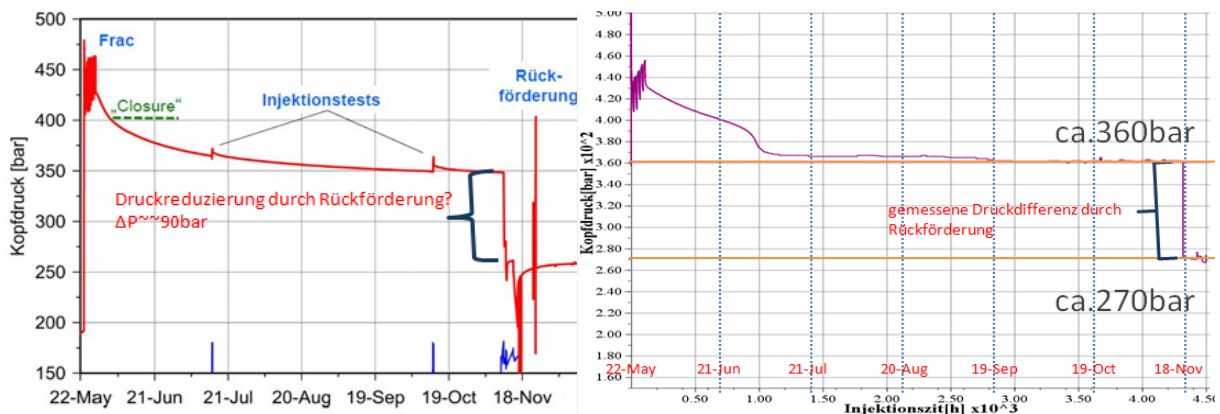


Abb. II.4-38: Rechts: gemessene Druckkurve (Tischner et al. 2012), die nach dem durchgeführten Rückfördertest im November 2011, bis Nov. 2012 (mündl. Auskunft Hr. Tischner, BGR, 2012) ein etwa konstantes Druckniveau von 250 bar aufweist; links berechneter Druckverlauf mit Berücksichtigung der Rückförderung. Hier ergibt sich für denselben Zeitraum (Nov. 2011) ein vergleichbares Druckniveau von 270 bar.

Der Bereich der maximalen Hebung, die durch die Wasserinjektion (20.000 m^3) induziert wird, befindet sich an der Modelloberkante (Abb. II.4-39). Der maximale Betrag liegt bei ca. 1,4 cm. Unter Berücksichtigung des hier betrachteten Teufenbereichs (s. Abb. II.4-30), ist demnach an der Tagesoberfläche quasi keine Hebung zu erwarten gewesen und ist auch nicht gemessen worden.

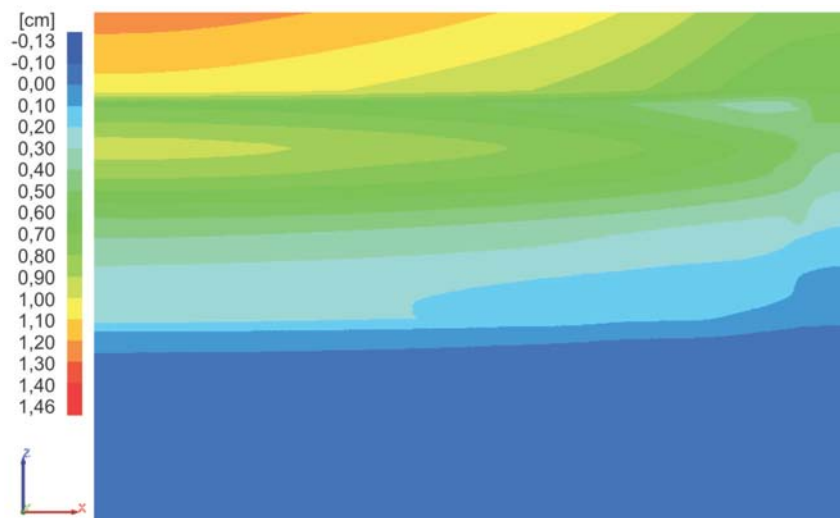


Abb. II.4-39: Vertikale Verschiebung induziert durch die GeneSys-Stimulation.

Schlussfolgerung

Die Simulation der GeneSys-Stimulation zeigt auch nach der Kalibrierung anhand des realen Druckverlaufs, dass im Norddeutschen Becken unter vergleichbaren geologischen Bedingungen, d.h. Teufenlage $> 2.500 \text{ m}$, mächtige Barriereformationen im Hangenden des Reservoirbereichs (wie z.B. Steinsalz oder Ton) sowie tektonisch schwach geprägtes und quasi inaktives, extensionales Spannungsregime, im Zuge von größeren Frac-Operationen keine Seismizität an der Tagesoberfläche zu erwarten ist. Im Norddeutschen Becken ist davon auszugehen, dass der Hauptmechanismus der hydraulischen Stimulation Zugbruch ist. Leider war es im Rahmen des Projektes nicht möglich, eine detailliertere Verifizierung der Simulationen zu erhalten, da aus technischen Gründen der Einsatz eines tiefen Bohrlochgeophons nicht möglich war. Dies war zwingender Bestandteil unserer

Empfehlungen, um überhaupt seismische Ereignisse registrieren zu können und somit exakte Aussagen über das generierte Reservoir treffen zu können.

Ferner zeigen die Ergebnisse, dass im tiefen Untergrund mächtige Salzformationen selbst bei vergleichsweise großen Frac-Maßnahmen ihre Integrität beibehalten. Es finden nur indirekte Beanspruchungen durch Spannungsumlagerungen statt, deren Auswirkungen auf die Integrität quasi vernachlässigbar sind. Bei Studien anhand von Projekten der Erdöl- & Erdgasindustrie, wo deutlich geringere Injektionsvolumina eingesetzt werden, ist ebenfalls keine nennenswerte Beeinträchtigung festzustellen. Es lässt sich daraus ableiten, dass bei ausreichender Steinsalzmächtigkeit von mindestens 80 m, wie z.B. auch für den Kavernenbau üblich, keine Beeinflussung der Barriereintegrität durch hydraulische Stimulationen anzunehmen ist.

Anhand der numerischen Analysen zum GeneSys-Projekt können folgende Schlussfolgerungen getroffen werden, die im weiteren Sinne für das gesamte Norddeutsche Becken zutreffen:

- Die Integrität mächtiger Steinsalzformationen (> 80 m Mächtigkeit) ist selbst bei einem Injektionsvolumen von 20.000 m³ gegeben.
- Durch Frac-Operationen in tiefen Lagerstätten mit horizontaler Schichtenlagerung können mächtige Steinsalzformationen als Deckgebirge nicht durchbrochen werden.
- Des Weiteren ist während der GeneSys-Stimulation im Nahbereich der Tagesoberfläche weder eine induzierte Hebung noch induzierte Seismizität zu erwarten gewesen bzw. gemessen worden.
- Für zukünftige Stimulationen im Norddeutschen Becken ist die Gefahr der deutlichen Spürbarkeit derartiger Beeinflussungen v.a. nur in Verbindung mit der Triggerung kritisch vorgespannter tektonischer Schwachzonen zu befürchten.
- Aus der berechneten Entwicklung der Seismizität und der Aufnahme von Deformationsenergie lässt sich die Empfehlung ableiten ein zyklisches Injektionsverfahren zu testen, wodurch dem Gebirge gezielt Equilibrierungsphasen gewährt werden.

II.5 Numerische Analysen zu Projekten in der Betriebsphase

Im Rahmen dieser ersten Phase des MAGS-Verbundvorhabens konnten erste Analysen zu Tiefengeothermieprojekten, die sich bereits in der Betriebsphase befinden, vorgenommen werden. Dies sind das Projekt in Unterhaching sowie die Standorte Landau und Insheim. Für Landau und Insheim wurden bisher allerdings nur die überlassenen Betreiberdaten gesichtet und mit dem Modellaufbau begonnen. Daher wird auf diese beiden Standorte in diesem Bericht nicht weiter eingegangen. Die Anforderungen für einen deterministischen Ansatz der Modellierung der Betriebsphase bzgl. auftretender Seismizität unterscheiden sich von dem für die Simulation der Stimulationsphase im Wesentlichen in folgenden Punkten:

- es wird anstatt einer gekoppelten THM-Prozessanalyse eine gekoppelte THM:C-Analyse durchgeführt
- Benutzung von TOUGHREACT-FLAC3D^{PLUS} anstatt TOUGH2MP-FLAC3D^{PLUS}
- Berücksichtigung langfristiger Betriebsabläufe (-> zeitintensive Simulationsläufe)
- Berücksichtigung von Änderungen im Betriebsablauf (z.B. Pumpenausfall, Wartungen, Produktionsänderungen, saisonale Betriebsschwankungen)

Für die numerische Analyse von Betriebsdaten in Korrelation mit beobachteter Seismizität wurde hier als Referenzstandort das Projekt in Unterhaching untersucht. Dieses bildet durch den Faktor der quasi drucklosen Reinjektion des genutzten Thermalwassers eine Besonderheit gegenüber dem zu erwartenden Standard eines geothermischen Dublettensystems in Deutschland. Generell ist zu erwarten, dass das energetisch genutzte Thermalwasser unter Druckaufwendung reinjiziert werden muss, da Formationen im tiefen Untergrund, in Bezug auf die hohen Durchflussraten, eher zu geringe Porositäten und Permeabilitäten aufweisen. Zudem muss gegen den vorherrschenden Porendruck verpresst werden.

II.5.1 Das Projekt Unterhaching

Das Geothermieprojekt in Unterhaching startete im Oktober 2007 mit der Wärmeproduktion aus dem tiefen Untergrund der süddeutschen Molasse, genauer aus dem Bereich des Malmkarstaquifers, zur Versorgung eines regionalen Fernwärmenetzes. Seit Juni 2009 wird mittels eines Kalina-Kreisprozesses offiziell auch Strom aus geothermischer Energie erzeugt. Kurz nach Beginn der geothermischen Energieproduktion kam es in der Region von Unterhaching zu messbarer und z.T. auch verspürter Mikroseismizität (Megies & Wassermann 2011). Anhand der zur Verfügung gestellten Betreiberdaten (Produktions- und Rücklauftemperatur sowie Durchflussrate und Reinjektionsdruck) wurde versucht, die seismischen Ereignisse, die durch EP2 stets aktualisiert ausgewertet wurden, mit produktionsbedingten Ereignissen zu korrelieren. Für eine erste exemplarische numerische Analyse wurde, aufgrund einiger Lücken in der Datenaufzeichnung und der geringen Anzahl von seismischen Ereignissen ($M_L > 2,0$), als erstes das bisher stärkste Ereignis vom 4. Juli 2008 mit M_L von 2,4 herausgefiltert und analysiert.

Ferner wurde uns vom LIAG das von der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG in Auftrag gegebene TH-Modell des Großraum Münchens zur Nutzung und Weiterverarbeitung übergeben (Schulz & Thomas 2012). Das Modell besteht aus einem geologischen Strukturmodell des Bayerischen Landesamt für Umwelt (LfU; Fritzer et al. 2012) und einem Temperaturmodell des LIAG (Agemar et al. 2012). Hieraus wurde eine kleine Sektion, die den Bereich Unterhaching umgibt, mit einer Abmessung von etwa $8 \text{ km} \times 10 \text{ km}$ herausgeschnitten und für die Verwendung in unserem Programmkomplex transponiert.

Korrelationsanalyse von aufgetretener Seismizität und Betriebsdaten

Für den Zeitraum um das Ereignis vom 04.07.2008 mit M_L von 2,4 sind die übergebenen Betreiberdaten lückenlos vorhanden. Das Auftreten von Seismizität im Zusammenhang mit dem geothermischen Betrieb ist im Fall Unterhaching wissenschaftlich sehr interessant, da das genutzte Thermalwasser quasi drucklos (durchschnittlich Druck nach Regelventil ≤ 2 bar) wieder reinjiziert wird. D.h., dass nur der hydrostatische Druck der Wassersäule ausreicht, um das gesamte Wasservolumen (zzt. durchschnittlich etwa 400 Mg/h) wieder in den Untergrund zu verbringen. Oftmals ist aber gerade davon auszugehen, dass der Reinjektionsdruck die wahrscheinlichste Hauptursache für induzierte Spannungsumlagerung im Reservoirbereich. Für den Standort Unterhaching ist dies folglich so aber nicht zwingend anzunehmen. Um sich bei der Ursachenfindung analytisch anzunähern, wurde daher in einem ersten Schritt eine vereinfachte numerische Betrachtung der thermischen Spannungsänderungen im bohrlochnahen Bereich durchgeführt.

Zur numerischen Analyse wurde ein Modell entwickelt, mit dem die Temperaturänderungen δT in Gestein und Bohrung während der Fluidinjektion berechnet werden können. Im Weiteren werden damit die induzierten thermischen Spannungen im System Bohrloch-Bohrlochwand-Formation bestimmt, um somit Aussagen über mögliche induzierte Seismizität treffen zu können. Bisherige Modelle mussten immer einen Temperaturbereich als konstant annehmen (T konstant im Bohrloch Tang & Luo 1998; T konstant in der Formation Yu et al. 2009).

In Hou & Luo (2011) wurde dazu ein neuer Modellierungsansatz vorgestellt, mit dem die Temperatur- und Spannungsverteilung in einer bestimmten Teufensektion auf Basis einer konstanten Fluidtemperatur im Bohrloch ermittelt werden können. Schwierigkeit ist das zeitliche Verhalten darzustellen und für jeden Tiefenbereich die thermische Wechselwirkung von Injektionsfluid, Gestein und Reservoirfluid zu berücksichtigen. Hierbei spielen in Abhängigkeit der Gesteins- und Fluideigenschaften der konduktive und der advective Wärmetransport eine individuell zu gewichtende Rolle. Der eigene Modellansatz wurde im Rahmen des gebo-Forschungsprojektes (Geothermie & Hochleistungsbohrtechnik) unter Verwendung der Programmiersprache C# zum Programm REDMW (REal-time Determination of Mud Window) weiterentwickelt. Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens soll noch in diesem Jahr im Rahmen des Abschlussberichtes zum gebo-

Forschungsprojekt erfolgen. Mit dem Code können die oben beschriebenen Anforderungen erfüllt werden.

Für das numerische Verfahren wird die Modellgeometrie, bestehend aus Bohrloch und Gesteinsformation, aufgebaut. Die Elementdiskretisierung (cm-Skala) ist dabei relativ fein und basiert auf einem zylindrischen Koordinatensystem (Abb. II.5-1). Zunächst wird die Temperaturverteilung für jede Sektion unter Voraussetzung konstanter Bohrlochtemperatur berechnet (Ermittlung des T-Gradienten). Dann wird der Wärmeaustausch zwischen Bohrloch und Gestein bei fließendem Fluid bestimmt. Das heißt, dass pro Rechenschritt für einen Tiefenabschnitt die jeweilige Wärmeübertragung von Gesteinsformation und Fluid im Bohrloch berechnet wird. Diese Information wird im nächsten Rechenschritt mit dem Fluid in die nächste Sektion mitgenommen. Dann wird dort die neuerliche Wärmeübertragung ermittelt. Die stufenweise Berechnung des T-Austauschs hängt dabei von der Fließrate ab, also der Zeit, die das Fluid benötigt, um durch eine Elementsektion zu fließen. Entsprechend werden für jeden Berechnungsschritt die Bedingungen bzgl. der T-Verteilung aktualisiert.

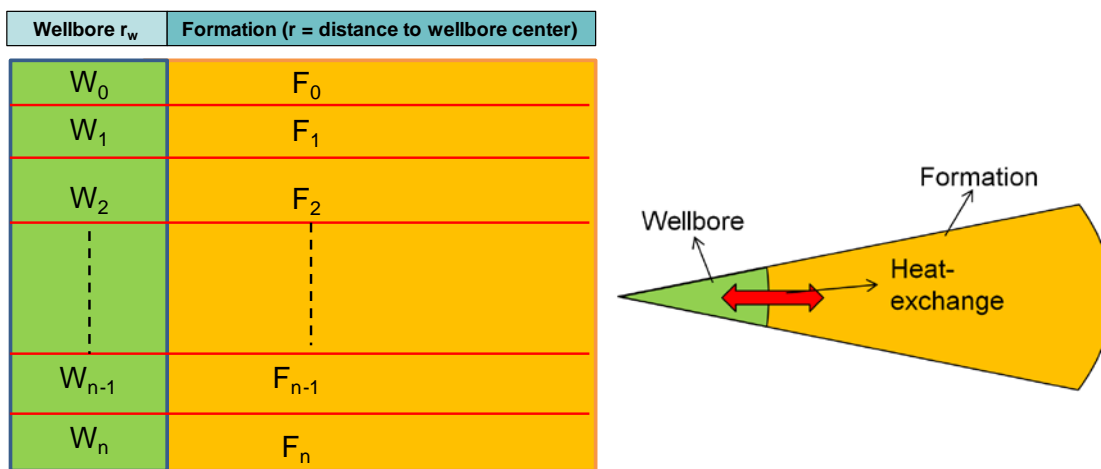


Abb. II.5-1: Modellhafte Darstellung der zylindrischen Modelldiskretisierung. Links: Tiefen-abhängig (z-Richtung); rechts: in horizontaler Richtung.

Zur Vereinfachung wird die natürliche Wärmegenerierung (radioaktiver Zerfall, Wärmefluss aus dem Erdinneren etc.) vernachlässigt und zur Bestimmung der T-Verteilung im Gestein grundlegend ein konduktiver Wärmetransport angenommen. Für den Fall des rein konduktiven Wärmetransports wird zur Vereinfachung der vertikale Wärmetransport im Gestein ebenso vernachlässigt, da hier, in Abhängigkeit der vertikalen Diskretisierung, der T-Unterschied von Schicht zu Schicht und somit der Anteil am konduktiven Wärmetransport sehr klein ist (vor allem im Vergleich zum horizontalen T-Austausch zwischen Bohrloch und Formation). Für den Fall hochporöser Gesteine mit einem dominant advektiven Wärmetransport gilt dies nicht. Wenn das Gestein eine ausreichende Permeabilität aufweist (z.B. $> 10E^{-15} \text{ m}^2 = 1\text{mD}$) kann durch Fluidströmung zusätzlich advektiver Wärmetransport Einfluss nehmen. Dieser ist dann zumeist so dominant, dass wiederum der konduktive Anteil des Wärmetransports vernachlässigt werden kann. Um den Injektionsprozess und die damit verbundenen T-Veränderungen im System zu simulieren, muss die Information über die Temperatur mit dem Fluid sektionsweise übermittelt werden. Das heißt, dass bei einem Berechnungsschritt in einem Element die im vorherigen Schritt berechnete Temperatur des angrenzenden Elements als Eingangsparameter übernommen wird. Hierbei entsteht der Wärmefluss in Abhängigkeit des induzierten T-Gradienten (Injektion von kaltem od. heißem Wasser).

Der Wärmetransport kann in Abhängigkeit der Permeabilität als rein konduktiv oder gemischt advektiv-konduktiv (Chen & Russeil 2005) angenommen werden und in radialer Richtung, entsprechend dem zylindrischen Koordinatensystem, bestimmt werden (Gl. II.5-1 u. II.5-2). Der Wärmeaustausch zwischen Gestein und Bohrloch entspricht dem Fourierschen Gesetz.

$$\frac{\partial T}{\partial t} = c_0 \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (\text{reine Konduktion; dabei gilt } T_{r0}=T_{\text{Bohrloch}}; T_{rS}=T_{\text{eT}}) \quad \text{Gl. II.5-1}$$

mit δT : Temperaturveränderung [°C]; δt : Zeitschritt [s]; c_0 : thermische Diffusivität [m^2/s]; r : radialer Abstand zum Bohrlochzentrum [m]; T_{r0} : initiale Temperatur an der Bohrlochwand [°C]; T_{rs} : Temperatur in der Formation, weit vom Bohrloch entfernt [°C]; T_{eT} : natürliche Gesteinstemperatur

$$\frac{\partial T}{\partial t} = c_0 \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) + c'_0 \cdot \left[\frac{\partial T}{\partial r} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} + T \cdot \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] \quad (\text{advektiv-konduktiv}) \quad \text{Gl. II.5-2}$$

mit c'_0 = Kopplungskoeffizient [m/s] nach Gl. II.5-3; p : Porendruck [Pa] bzw. nach Gl. I.5-4 Porendruckdiffusion

$$c'_0 = \frac{\kappa}{\phi}; \quad \kappa = \frac{k}{\eta} \quad \text{Gl. II.5-3}$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = c \cdot \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad \text{Gl. II.5-4}$$

$$c = \frac{2\kappa GB^2(1+v_u)^2(1-\nu)}{9(1-\nu_u)(\nu_u-\nu)} \quad \text{Gl. II.5-5}$$

mit κ : Durchdringbarkeit [m/s]; ϕ : Porosität [-]; k : Permeabilität [m^2]; η : Viskosität [Pa s]; c : Fluiddiffusivität [m^2/s] nach Gl. II.5-5; ν_u : Poissonzahl f. undrainierte Bedingungen [-]; G : Schermodul [Pa]; ν : Poissonzahl; B : Skempton-Koeffizient [-]

Mit bekanntem radialen Wärmetransport (Gl. II.5-1) kann nach Tang & Luo (1998) thermisch induzierte Spannung (σ_{rT} : radiale thermische Spannung, $\sigma_{\theta T}$: tangentielle thermische Spannung) entlang eines zylindrischen Koordinatensystems entsprechend der Gleichungen II.5-6 und II.5-7 durch numerische Integration berechnet werden.

$$\sigma_{rT} = -\frac{E \cdot \beta}{(1-\nu)} \cdot \frac{1}{r^2} \int_{r_0}^r r \Delta T dr \quad \text{Gl. II.5-6}$$

$$\sigma_{\theta T} = \frac{E \cdot \beta}{(1-\nu)} \cdot \frac{1}{r^2} \left[\int_{r_0}^r r \Delta T dr - r^2 \Delta T \right] \quad \text{Gl. II.5-7}$$

mit ΔT : Differenz zwischen aktueller Formationstemperatur und natürlicher Gesteinstemperatur [°C]; ν : Poissonzahl [-]; E : Young's Modul [MPa]; β : thermischer Ausdehnungskoeffizient des Gesteins [$1/^\circ C$]; dr : Differenz des radialen Berechnungsschritts [m]

Die geothermische Anlage in Unterhaching wird über ein Bohrungs-Dublettsystem (Produktionsbohrung Unterhaching Gt-1 und Reinjektionsbohrung Unterhaching Gt-2) betrieben. Das geförderte Thermalwasser hat eine relativ konstante Temperatur von 120 °C bis 125 °C (durchschnittliche Schwankungsbreite der Produktionsdaten). Von Wolfgramm et al. (2007) wird sie im Top des Malmkarstaquifers mit 121,7 °C (in 3.002,4 m TVD= true vertical depth) bzw. mit 124,5 °C in der Bohrung Gt-1 (2.977 m TVD) angegeben. Im ersten Schritt wurde das Modell mittels der Simulation des konstanten Produktionsbetriebs (anhand Produktionsbohrung Gt-1) verifiziert (Tab. II.5-1, II.5-2 u. Abb. II.5-2). Hierfür wurde der Produktionsbetrieb über einen Zeitraum von 20 Tagen mit einer Produktionsrate von 285 Mg/h (entspricht durchschnittlichem Wert im Jahr 2008) simuliert. Der Produktionsprozess wird in zwei Durchläufen simuliert, in denen die von Wolfgramm et al. (2007) angegebenen T-Messungen von 2006 und 2007 (121,7 °C bzw. 124,5 °C) jeweils als Referenztemperatur des Reservoirs angenommen werden. Nach 20-tägiger Produktionssimulation stellt sich jeweils ein Equilibrium der Produktionstemperatur ein (Abb. II.5-2b). Anhand der beiden simulierten Produktionstemperaturen wird im Vergleich zum durchschnittlichen Produktionsprozess (Messkurve in Abb. II.5-2b) ein oberer bzw. unterer Grenzbereich für T-abhängige Prozessabläufe definiert. Es ist zu berücksichtigen, dass der stratigraphische Aufbau (Tab. II.5-2) nicht mit den Daten von Wolfgramm et al. (2007) abgestimmt ist. Für die hier dargestellten Simulationen beider Bohrungen wurde für den verrohrten Abschnitt (oberhalb des Reservoirbereichs) ein Musterprofil des Tertiär und Quartärs nach Koch et al. (2007) angenommen, so dass es einige Abweichungen gegenüber den realen Standortverhältnissen in Unterhaching gibt (z.B. Mächtigkeit Quartär, Berücksichtigung kreidezeitliche Formationen, Beginn des Jura). Bei kommenden Berechnungen wird dies korrigiert und, soweit bekannt, werden nur noch die tatsächlichen geologischen Verhältnisse in Unterhaching berücksichtigt.

Tabelle II.5-1: Simulationsparameter zur Verifizierung des Modells anhand des Produktionsbetriebs der Bohrungen Unterhaching Gt-1 und Gt-2.

Parameter	Einheit	Uha GT-1	Uha GT-2
Bohrlochtiefe (offene Strecke, MD)	m	3.000	3.170
gemittelter Bohrlochradius r_w	m	0,17	0,16
Grenzradius der Formation r_a	m	15	15
radialer Diskretisierungsschritt Δr	m	0,1	0,1
vertikaler Diskretisierungsschritt Δd	m	10	10
Bohrlochtemperatur	°C	121,7 / 124,5	129
Oberflächentemperatur	°C	20	20
geothermischer Gradient	°C/m	0,0339 / 0,0348	0,0344
Wärmekapazität Wasser	J/(kg°C)	4.200	
Dichte Wasser	kg/m ³	1.000	
Injektionsrate	l/s	95	

Tab. II.5-2: Gesteinsparameter entsprechend der Stratigraphie nach (Koch et al. 2007). Die Datensätze wurden, soweit benötigt, für die Simulation beider Bohrungen am Standort Unterhaching angenommen.

Formation	Teufenintervall [m]	λ [J/(m°C·s)]	ρ [kg/m ³]	C_b [J/(kg°C)]
Quartär	0 – 200	1,76	2.089	1.101
Tertiär (T.OSM)	200 – 1.200	2,825	2.554	900
Tertiär (T.OMM)	1.200 – 1.550	3,06	2.620	878
Tertiär (T.USM)	1.550 – 3.000	3,05	2.706	850
Reservoir (Malm)	3.000 – 3.200	2,8	2.700	850

λ : thermische Konduktivität Gestein; ρ : Dichte Gestein; C_b : Wärmekapazität Gestein; T.OSM: Tertiär- Obere Süßwassermolasse; T.OSM: Tertiär- Obere Meeresmolasse T.USM: Tertiär- Untere Süßwassermolasse

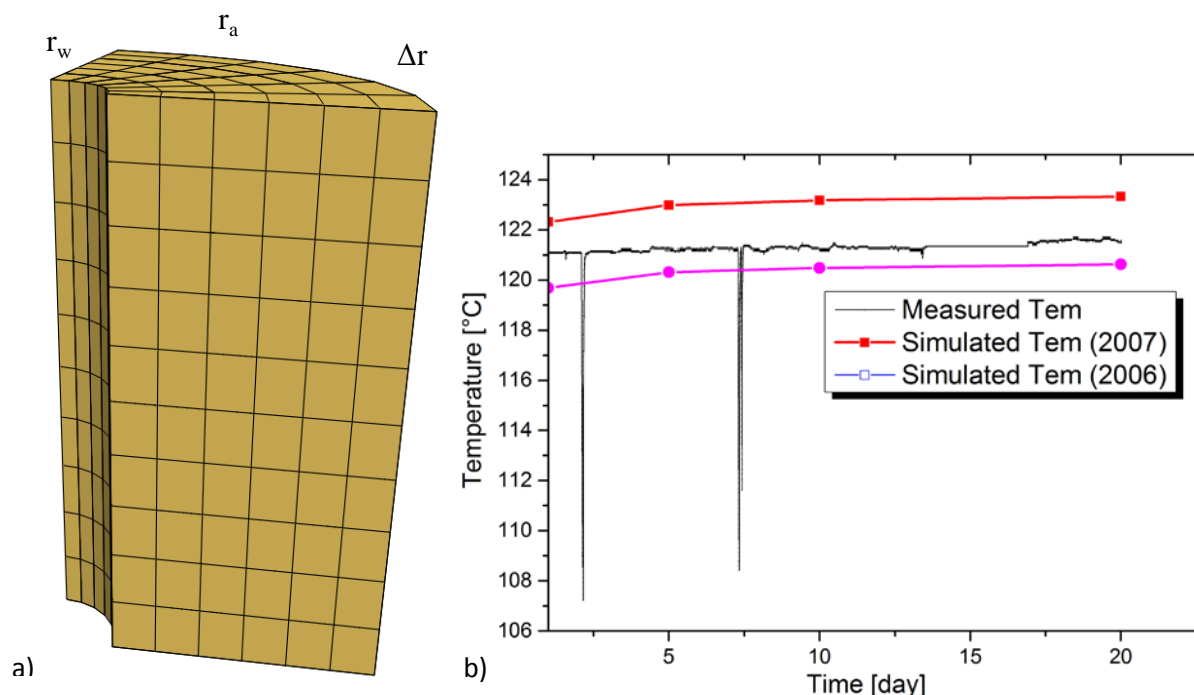


Abb. II.5-2: a) Modellgeometrieschema für die Simulation der Temperaturentwicklung der Bohrung Unterhaching Gt-1; b) simulierte Temperaturentwicklung des geförderten Thermalwassers bei einer 20-tägigen Produktion. Die Basis bilden die unterschiedlichen gemessenen Reservoirtemperaturen (s. Text u. Tab. II.5-1).

Für die Simulation des Reinjektionsprozesses über die Bohrung Unterhaching Gt-2 wurden die realen Betriebsparameter als Eingangsdaten verwendet. Im betrachteten Zeitraum vom 01.06.2008 bis einschließlich 04.07.2008 sind einige Schwankungen im Reinjektionsprozess beobachtbar. Nach zuvor weitgehend konstantem Betrieb, betrifft dies zuerst eine Stillstandsphase vom 26.06.2008 bis zum 02.07.2008 abends sowie daran anschließend Schwankungen der Betriebsparameter während der Wiederaufnahme des Betriebs. Ab der Mitte des 04.07.2008 läuft der Betrieb wieder annähernd konstant (Abb. II.5-3). Das seismische Ereignis ($M_L = 2,4$ am 03.07.2008, 20:16 Uhr) tritt kurz nach dem Wiederanfahren des Betriebes bzw. dieser Schwankungsperiode auf. Somit erscheint in diesem Fall ein Zusammenhang zwischen Schwankungen der Betriebsparameter und auftretender Seismizität nahezuliegen.

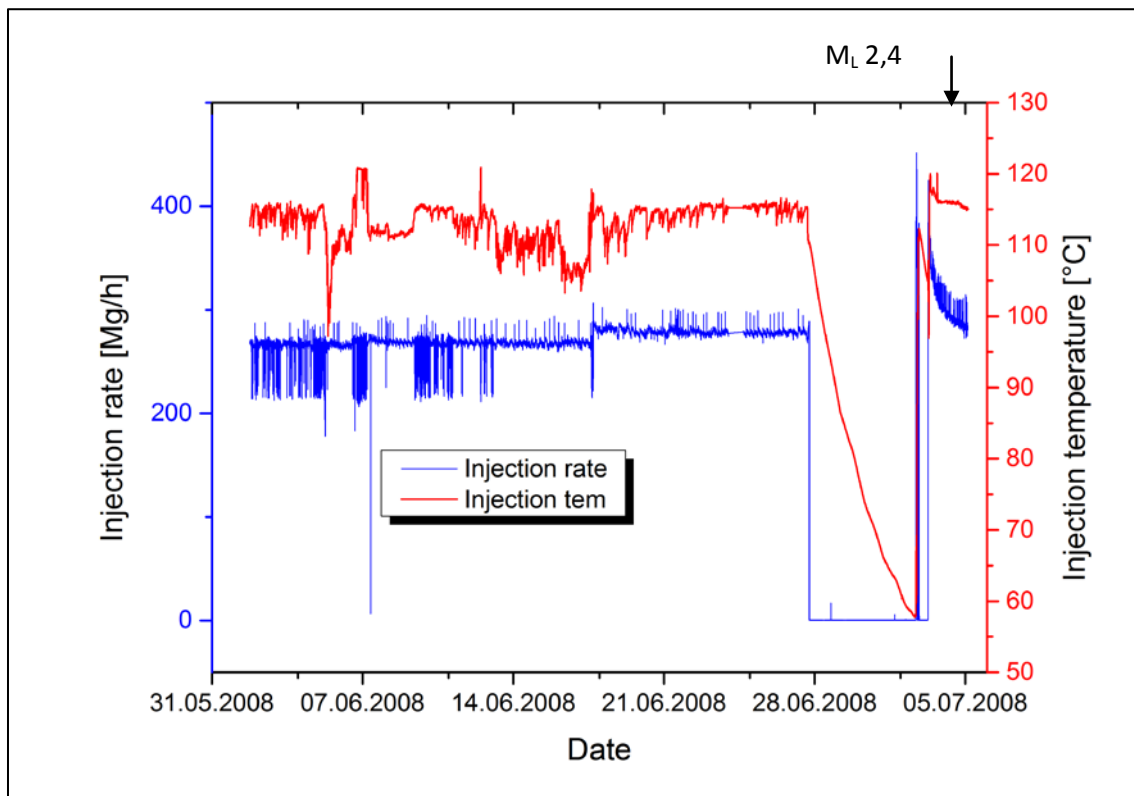


Abb. II.5-3: Ausschnitt über Betriebsdaten am Standort Unterhaching (Bohrung Gt-2) zwischen 01.06.2008 und 05.07.2008. Dargestellt sind Injektionsrate und -temperatur. Markiert ist der ungefähre Zeitpunkt des seismischen Ereignisses mit M_L von 2,4.

Für die Nachsimulation des konstanten Betriebszeitraums und die Betriebsunterbrechung wurde ein vereinfachtes Betriebsschema verwendet (Abb. II.5-4). Für die Wiederaufnahme wurden die realen Betriebsparameter als Grundlage genommen (Abb. II.5-6).

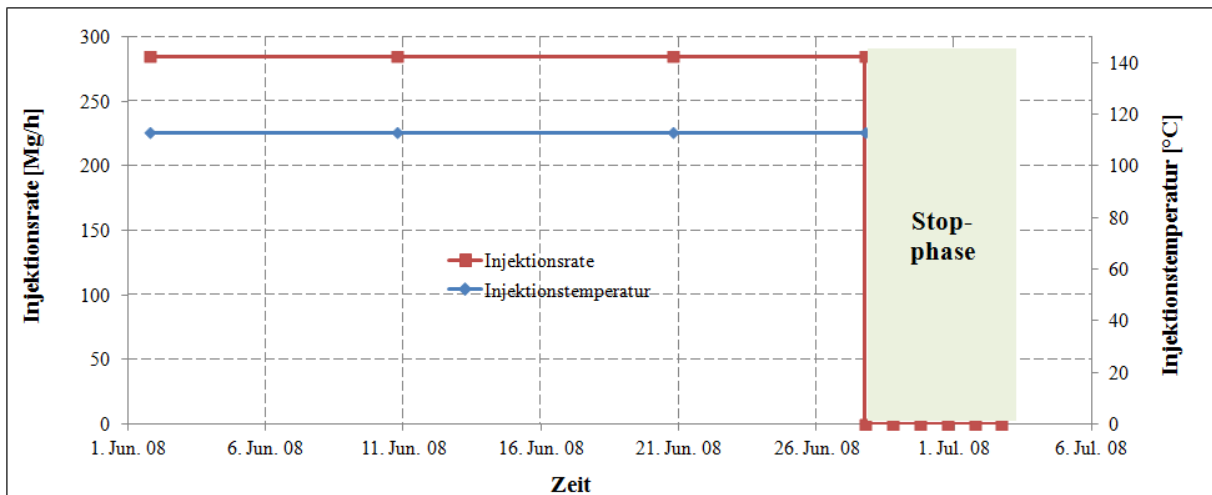


Abb. II.5-4: Vereinfachtes Schema der Betriebsdaten am Standort Unterhaching (Bohrung Gt-2) zwischen 01.06.2008 und 05.07.2008 (vgl. Abb. II.5-3), dass für die Nachsimulation des konstanten Betriebs und der Betriebsunterbrechung benutzt wurde. Für die konstante Betriebsphase sind die Durchschnittswerte des realen Betriebs angenommen worden (285 Mg/h bzw. 113 °C).

Der gemessene Oberflächentemperaturverlauf während der Betriebsunterbrechung (Abkühlung) dient als Referenz, über die die Modellierung der Reinjektion kalibriert und verifiziert werden kann (Abb. II.5-5). Die Werte zeigen eine sehr gute Übereinstimmung für die erste Hälfte der Unterbrechungsphase und eine leichte Unterschätzung für die zweite Hälfte. Der Grund hierfür sind vermutlich eine Unterschätzung der thermischen Konduktivität der oberflächennahen Gesteine sowie ggf. die Fehler im angenommenen stratigraphischen Aufbau (s. Tab. II.5-2). Insgesamt wird der Modellansatz aber verifiziert.

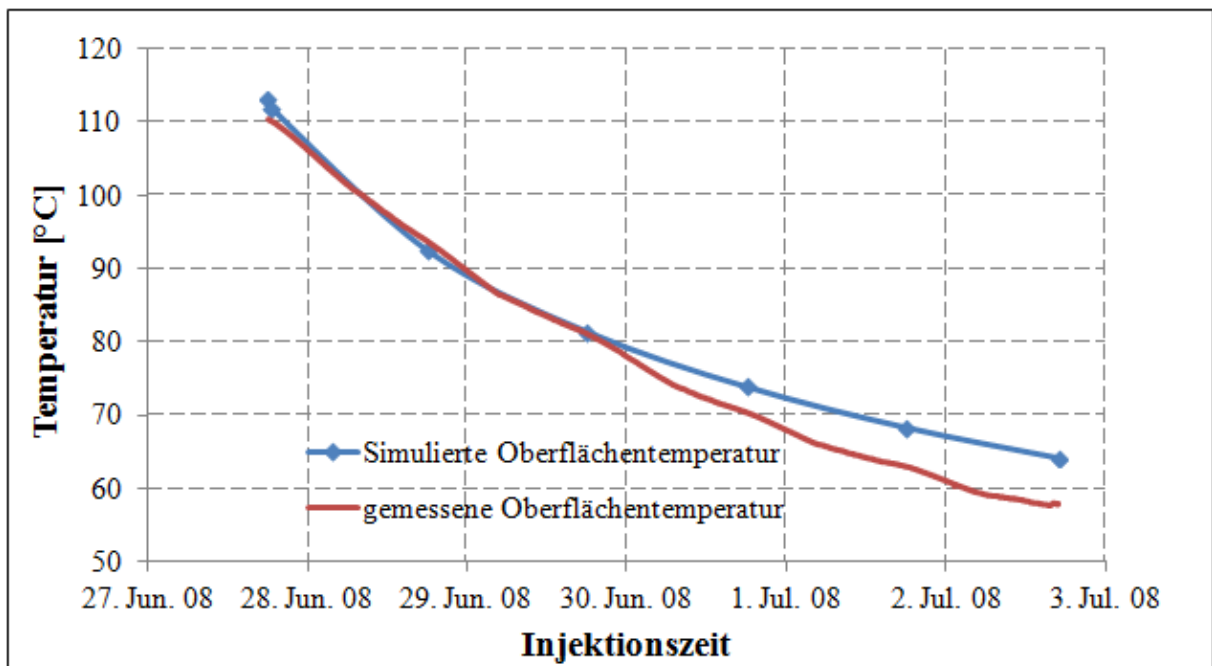


Abb. II.5-5: Vergleich zwischen gemessener und berechneter Oberflächentemperatur am Kopf der Bohrung Gt-2.

Bei Wiederaufnahme des Betriebes wird zuerst das abgekühlte Oberflächenwasser (~60 °C) mit vergleichsweise hohem Druck (zu Beginn ~8 bar) und höheren Injektionsraten (in der Spitze bis ~450 Mg/h) in den Untergrund geleitet. Zudem schwanken diese Parameter innerhalb der ersten Stunden relativ stark, bis im Laufe des 04. Juli 2008 wieder annähernd konstante Bedingungen herrschen (Abb. II.5-6). Die abrupten und gegenüber dem Normalbetrieb vergleichsweise starken Änderungen nach dem Betriebsstillstand haben Auswirkungen auf die Prozesse im Untergrund. In

Abbildung II.5-7 ist der simulierte Temperaturverlauf im Bohrloch und der bohrlochnahen Formation während des konstanten Betriebes (01.-26.06.2008) dargestellt. Hierbei sind in der Formation mehrere Temperatursprünge auffällig. Die oberen Sprünge erklären sich durch unterschiedliche thermische Materialkonstanten (konduktiver Wärmetransport; höhere Wärmeleitfähigkeit), während der Sprung im Reservoirbereich durch den hier (im offenen Bohrlochbereich) dominierenden advektiven Wärmetransport verursacht wird. Die Temperatur im Bohrloch wird entsprechend dem natürlichen T-Gradienten beeinflusst.

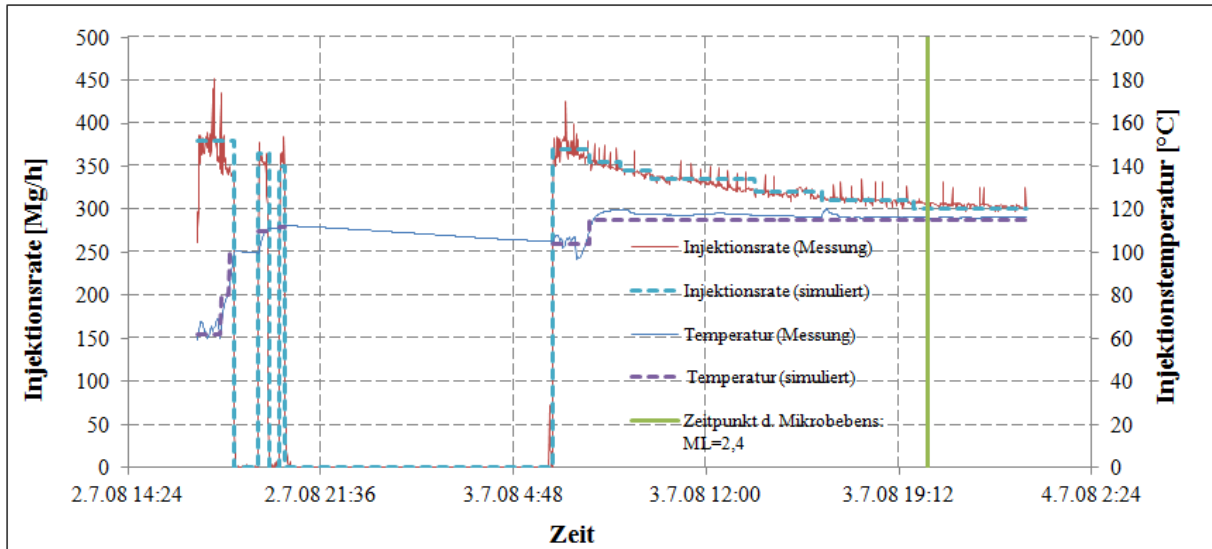


Abb. II.5-6: Ausschnitt aus den Betriebsdaten der Bohrung Uha Gt-2

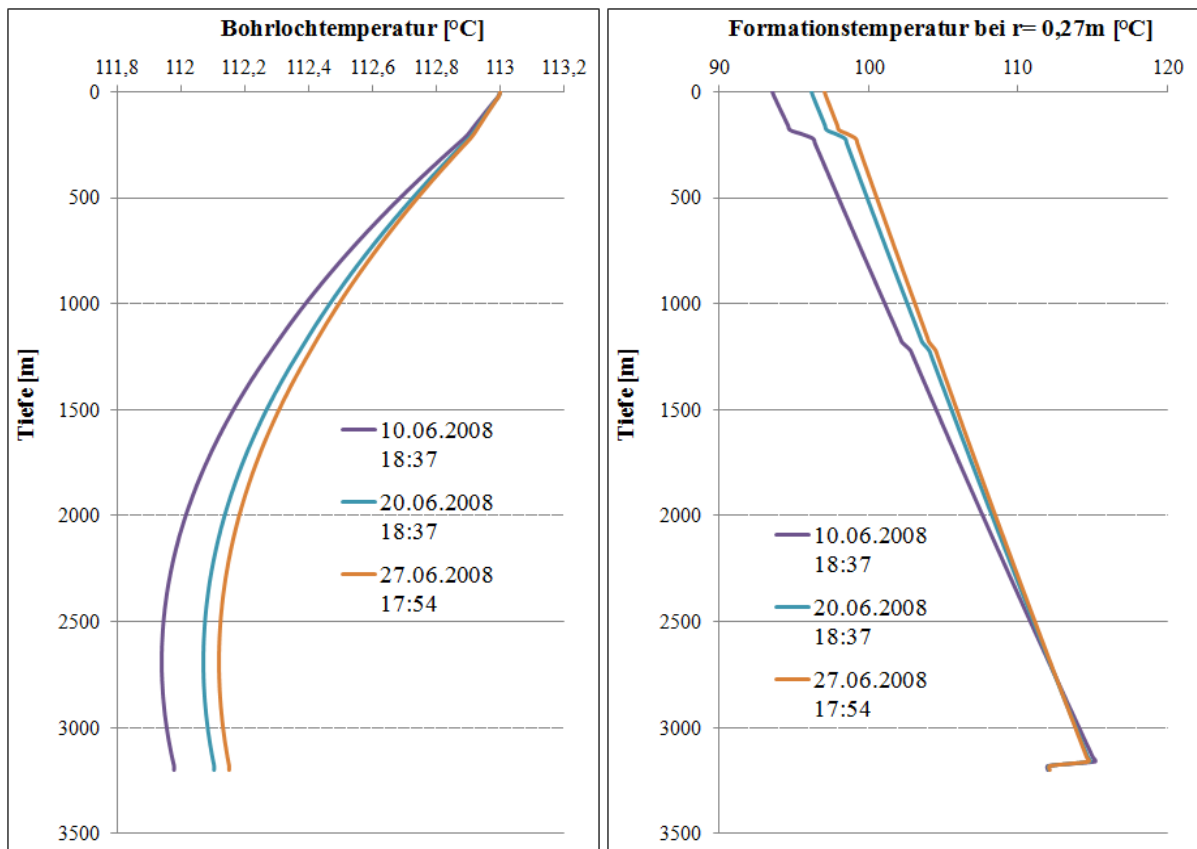


Abb. II.5-7: Zu verschiedenen Zeitpunkten modellierte Temperaturveränderungen im Zuge der Reinjektion in der Bohrung Unterhaching Gt-2 (konst. Betrieb): links im Bohrloch, rechts in der Formation, mit einem Entfernungsradius vom Bohrlochzentrum von 0,27 m (entspricht 11 cm im Gestein).

Im nächsten Schritt wird die thermisch bedingte Spannungsveränderung in der Bohrung Gt-2 berechnet. Die hierfür zusätzlich benötigten Simulationsparameter sind in Tabelle II.5-3 aufgeführt.

Tabelle II.5-3: Simulationsparameter zur Berechnung der thermisch induzierten Spannungsänderung in der Bohrung Unterhaching Gt-2.

Parameter	Einheit	Deckgebirge	Reservoir
thermischer Ausdehnungskoeffizient Gestein	1/°C	3×10^{-5}	3×10^{-5}
Poissonzahl	-	0,2	0,2
Young's Modul	GPa	20,6	20,6
Biot-Koeffizient	-	0,5	0,8

Die tangentialen und radialen Spannungsänderungen aufgrund der Temperaturveränderungen (Abb. II.5-8 bis II.5-10) im Zuge der Wiederaufnahme der Reinjektion sind in den Abbildungen II.5-11 bis II.5-13 dargestellt. Mit andauernder Injektionszeit nehmen die induzierten Zugspannungen zu. Es ist anzunehmen, dass es daher entlang der Bohrlochwand zu Zugversagen des Gesteins kommt. Durch Versagen des Gesteins (im Bereich der Bohrlochwand) können die Spannungen weiter umgelagert werden und tiefer in die Formation hineinreichen. Dies ist auch plausibel, wenn man sich die simulierte Entwicklung der Temperaturverteilung in Abbildung II.5-9 anschaut. Hier zeigt sich mit zunehmender Injektionsdauer ein Wandern der „Kältefront“ in die Formation hinein. Wenn man bei diesem Prozess weiterhin natürliche Gegebenheiten, wie Schwachzonen im Gestein oder Störungen, wie sie in Unterhaching durchteuft werden, in die Betrachtung mit einbezieht, ist vorstellbar, dass der Einflussbereich für solche abrupten Änderungen der Reservoirbedingungen relativ groß sein kann und somit Spannungskonzentrationen aufgebaut werden können, die initial Mikrobeben in der aufgetretenen Größenordnung auslösen können. Des Weiteren ist anzunehmen, dass die zu diesem Zeitpunkt erhöhte Injektionsrate und – druck, die in der Simulation bis jetzt noch nicht berücksichtigt sind, eine weitere Verstärkung des kritischen Spannungsaufbaus zur Folge haben.

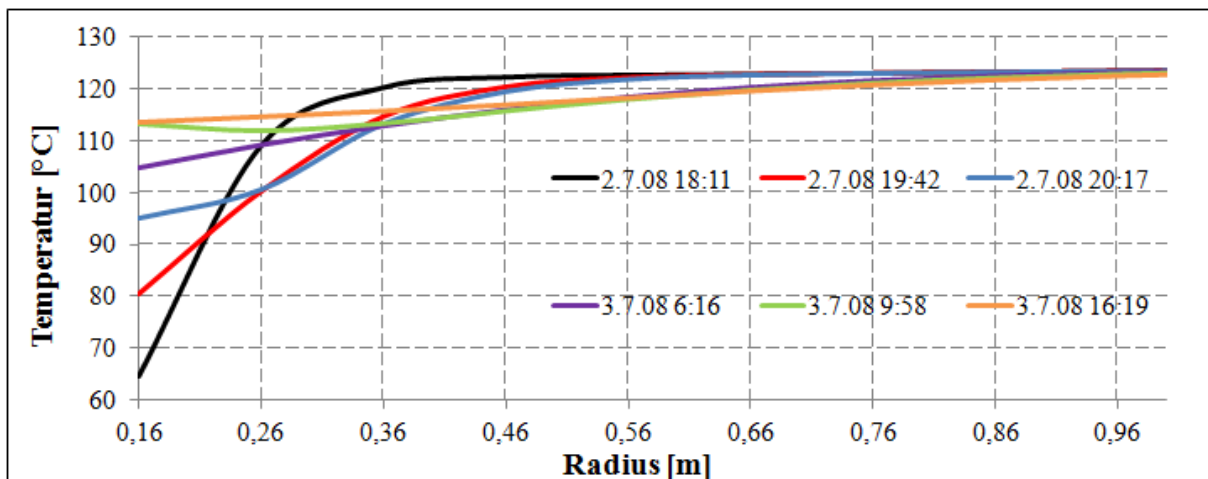


Abb. II.5-8: Simulierte zeitabhängige Entwicklung der Temperaturverteilung bei Wiederaufnahme der Reinjektion in der Bohrung Uha Gt-2, ausgehend von der Bohrlochwand in die Formation im Bereich des Deckgebirges (3.160 m Teufe; rein konduktive Wärmetransportbedingungen).

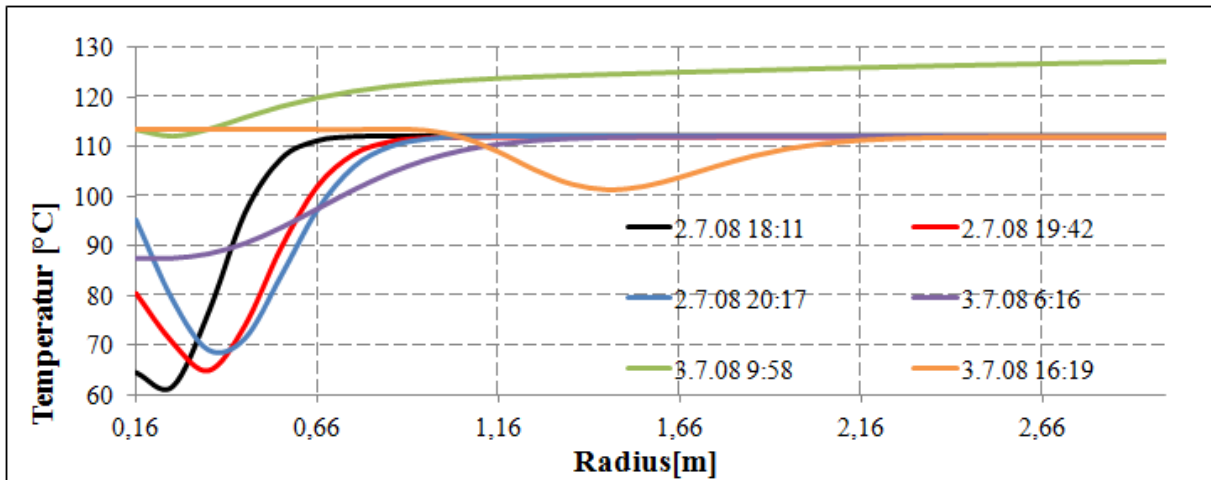


Abb. II.5-9: Simulierte zeitabhängige Entwicklung der Temperaturverteilung bei Wiederaufnahme der Reinjektion in der Bohrung Uha Gt-2, ausgehend von der Bohrlochwand in die Formation im Bereich des Reservoirs (3.200 m Teufe; advektiv-konduktive Wärmetransportbedingungen).

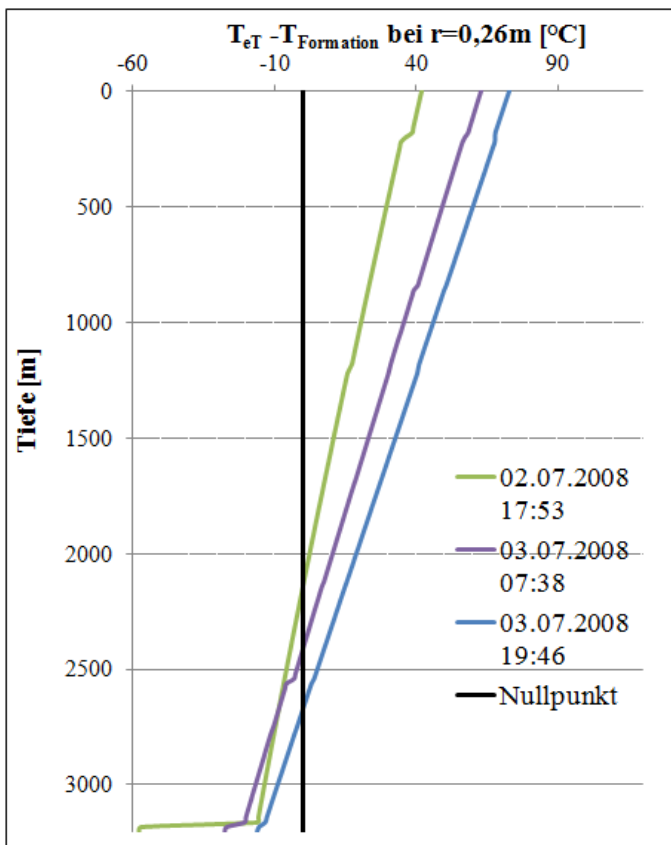


Abb. II.5-10: Zeitabhängige Entwicklung der Differenz zwischen natürlicher Reservoirtemperatur T_{eT} und simulierter Gesteinstemperatur $T_{Formation}$ im Bereich von 11 cm im Gestein. Der T-Unterschied bildet die Grundlage für die Entstehung thermisch induzierter Zugspannungen.

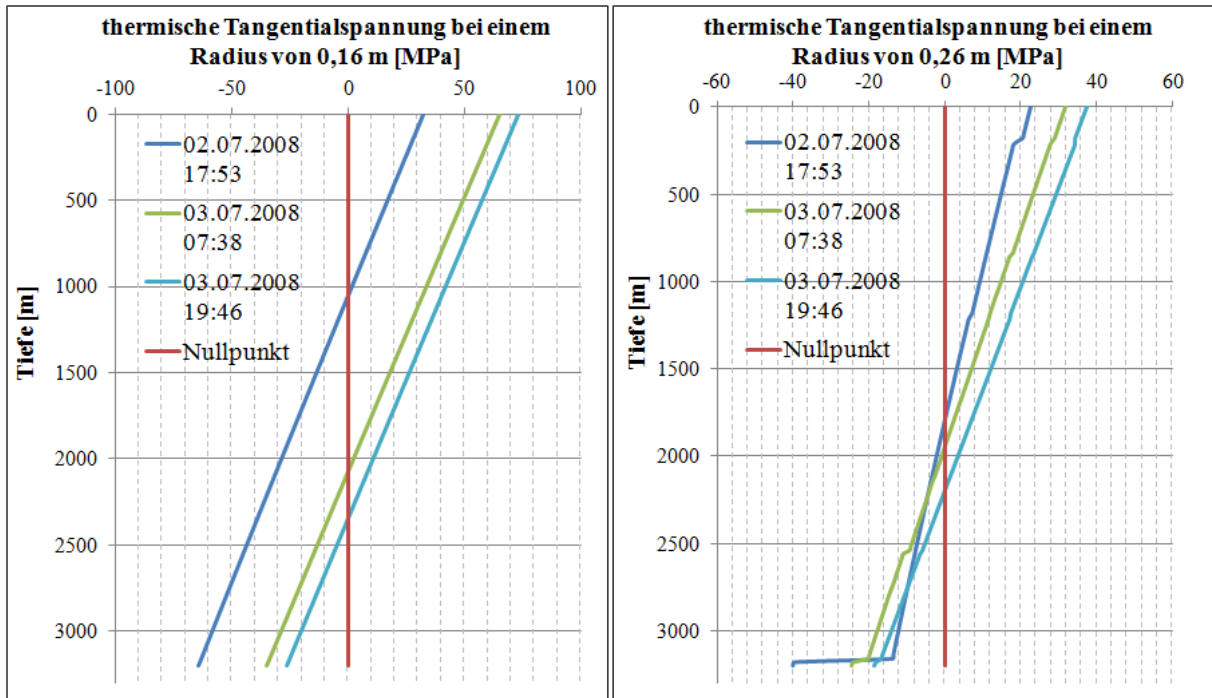


Abb. II.5-11: Zeitabhängige Entwicklung der tangentialen Spannung an der Bohrlochwand (links) und in der Formation (rechts) durch Wiederaufnahme der Reinjektion in der Bohrung Uha Gt-2.

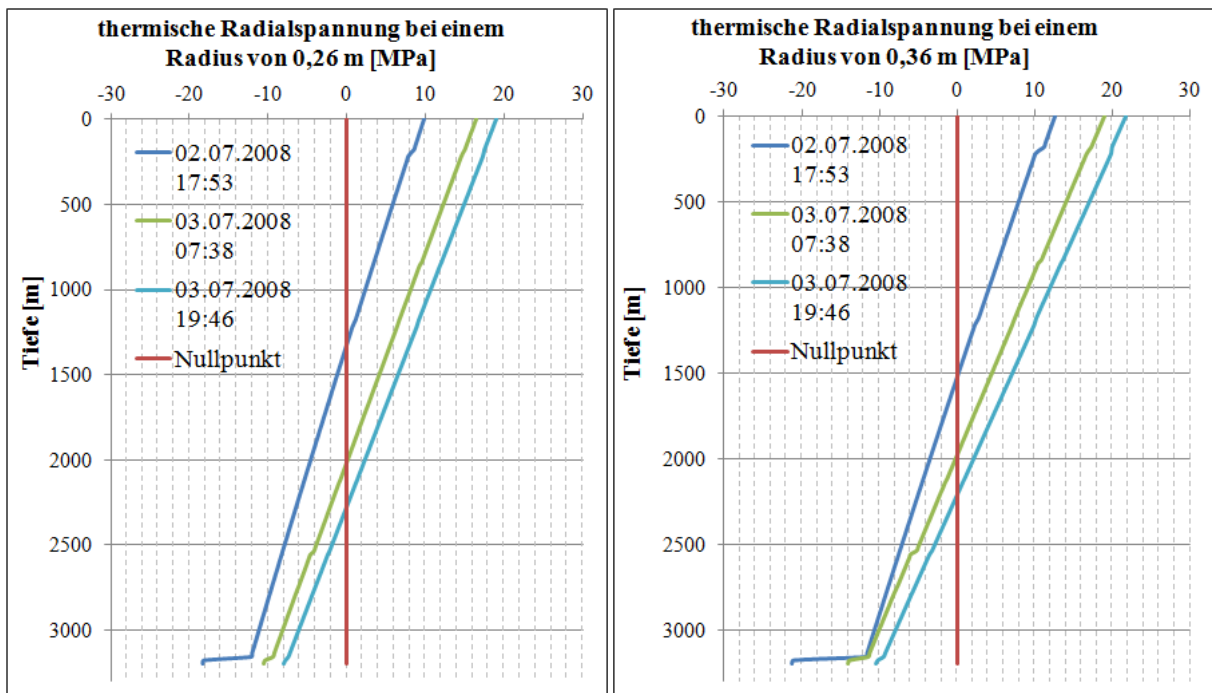


Abb. II.5-12: Zeitabhängige Entwicklung der radialen Spannung in der Formation (links bei einem Entfernungsradius vom Bohrlochzentrum von 0,26 m und rechts von 0,36 m; dies entspricht 10 cm bzw. 20 cm in der Formation) durch Wiederaufnahme der Reinjektion in der Bohrung Uha Gt-2.

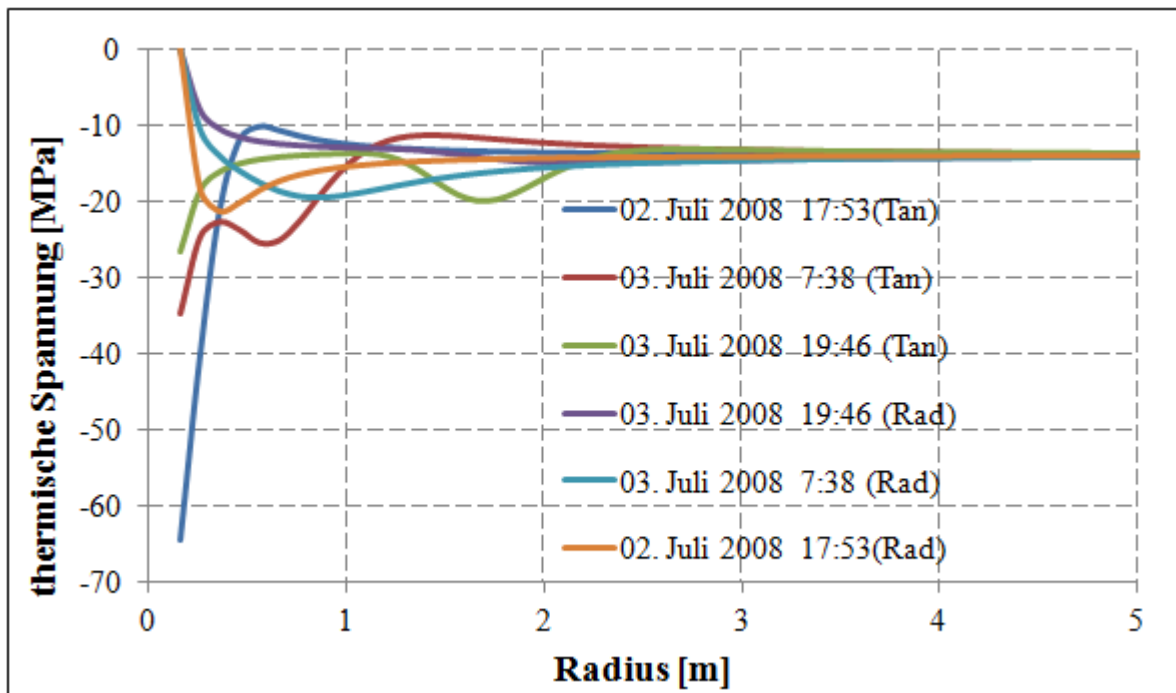


Abb. II.5-13: Thermisch induzierte Radial- und Tangentialspannungen in der Formation um die Bohrung Uha Gt-2 zu verschiedenen Zeitpunkten der wiederaufgenommenen Reinjektion.

Mit einer modifizierten Kirsch-Gleichung (1898; Gl. II.5-6 u. II.5-7) kann die Spannungsverteilung um ein Bohrloch unter drainierten Bedingungen beschrieben werden. Die kleinste tangentielle Spannung orientiert sich im 90° -Winkel zur kleinsten Horizontalspannung σ_h (Hou & Luo 2010). Dies ist auch der Bereich, wo die Zugspannung zuerst auftritt. Um den kritischen Spannungsbereich für die Bohrung Unterhaching Gt-2 zu bestimmen, werden zwei quantitative Kriterien herangezogen: K_h ist das Verhältnis von kleinster effektiver Horizontalspannung σ'_h zur effektiven Vertikalspannung σ'_v und K_H ist das Verhältnis der maximalen effektiven Horizontalspannung σ'_H zur effektiven Vertikalspannung σ'_v (Gl. II.5-8). Die effektiven Spannungen ergeben sich nach Berücksichtigung des Porendrucks P_p im Reservoirbereich. Nach Wolfgramm et al. (2007) liegt P_p für die Bohrung Gt-1 in einer Teufe von 2.958,93 m (TVD) bei 26,74 MPa und für Gt-2 in einer Teufe von 2.952 m (TVD) bei 26,77 MPa. Um diesen realen Porendruck im Modell (niedriger als durch hydrostatischen Druck berechnet) anzuwenden, muss bei der Berechnung des hydrostatischen Drucks (Gl. II.4-1) ein Korrekturwert von -2,29 MPa eingesetzt werden, so dass sich an der Erdoberfläche modelltechnisch ein entsprechend unnatürlicher negativer Druck von -2,29 MPa ergibt.

$$K_H = \frac{\sigma'_H}{\sigma'_v} = \frac{\sigma_H - P_p}{\sigma_v - P_p}, \quad K_h = \frac{\sigma'_h}{\sigma'_v} = \frac{\sigma_h - P_p}{\sigma_v - P_p} \quad \text{Gl. II.5-8}$$

Da uns zzt. keine Messdaten über die in-situ-Spannungsbedingungen in Unterhaching vorliegen und in der Literatur nur großräumige Angaben (bedingt durch die alpine Überschiebungsfront N-S-Orientierung von σ_h für das östliche Molassebecken sowie lokal für die meisten Bohrungen östlich von München bzw. NNW-SSE für das Gebiet westlich von München; Reinecker et al. 2010) zu finden sind, leiten wir die notwendigen Parameter nach Zoback (2003) ab. Die lokalen Spannungsverhältnisse können z.B. durch Anisotropien (wie Störungen) im Untergrund vom großräumigen Verhalten abweichen. Die Hauptverwerfung, die durch die Bohrung Gt-2 durchteuft wird, hat ein Streichen von 45° N, so dass wir um die Störung von einer lokalen Beeinflussung des Spannungsfeldes mit etwa NW-SE-Orientierung von σ_h ausgehen. Bei den Störungen im Großraum München handelt es sich vornehmlich um synthetische und antithetische Abschiebungen, die das Becken alpenrandparallel (SW-NE im Bereich Unterhaching) durchziehen (Schulz & Thomas 2012). Gt-2 ist gezielt auf eine antithetische Störung abgeteuft. Der Verschiebungssinn, der sich aus der Auswertung der aufgetretenen Seismizität für den Bereich Unterhaching ergibt, weist auf ein sinistrales Blattverschiebungsregime hin (Megies & Wassermann 2011). Das Verhältnis der

Spannungen ergibt sich demnach zu $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$. Als Referenztiefe für unsere Spannungsabschätzung bzw. Spannungspolygonbestimmung nach Zoback (2003) nehmen wir 2.955 m an (Bereich der Porendruckmessung). Die Spannungsmagnituden können nach Gleichung II.5-9 bestimmt werden. Ferner können nach den Gleichungen II.5-10 und II.5-11 die horizontalen Spannungen eingeschränkt werden.

$$\frac{\sigma'_{11}}{\sigma'_{33}} = \frac{\sigma_H - P_p}{\sigma_h - P_p} \leq \left(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right)^2 \quad \text{Gl. II.5-9}$$

$$\sigma_H \leq \frac{(UCS + P_p + P_{mud}) - \sigma_h(1 + 2 \cos 2\theta_b)}{1 - 2 \cos 2\theta_b} \quad \text{Gl. II.5-10}$$

$$\sigma_{\theta\theta} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p - P_{mud} \leq \sigma_t \quad \text{Gl. II.5-11}$$

mit σ'_{11} : größte effektive Hauptspannung [Pa]; σ'_{33} : kleinste effektive Hauptspannung [Pa]; σ_h : kleinste Horizontalspannung [Pa]; σ_H : größte Horizontalspannung [Pa]; P_p : Porendruck; μ : Reibungskoeffizient [-]; UCS: uniaxiale Druckfestigkeit [Pa]; P_{mud} : Druck der Bohrspülung [Pa]; θ_b : Winkel zwischen initialem Rand eines Bohrlochausbruches und σ_H [°]; $\sigma_{\theta\theta}$: tangentielle Spannung [Pa]; σ_t : Zugfestigkeit des Gesteins [Pa].

Mit einer anhand der Petrographie abgeschätzten durchschnittlichen Gesteinsdichte von 2.500 kg/m^3 oberhalb und 2.700 kg/m^3 unterhalb einer Teufe von 2.060 m wird eine vertikale Spannung von 74,23 MPa errechnet. Die Zugfestigkeiten werden in einem Bereich von 0 MPa bis 5 MPa angenommen. Der innere Reibungswinkel φ beträgt 40° . Somit ergibt sich für die Modellierung das in Abbildung II.5-14 dargestellte lokale Spannungspolygon und eine in Tabelle II.5-4 aufgelistete spannungsabhängige Streuung der quantitativen Kriterien K_H und K_h .

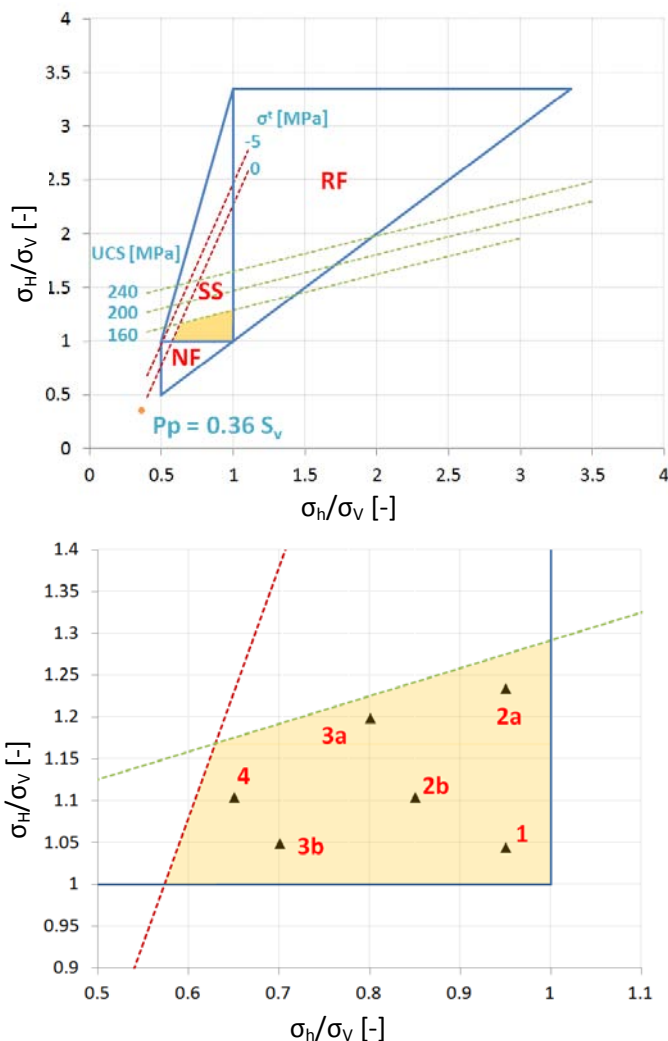


Abb. II.5-14: Nach Zoback (2003) ermitteltes Spannungspolygon, das für die Modellierung der Lokation Unterhaching genutzt wird. Oben: Gesamtdarstellung; unten: definierte Falltypen im Detail (s. Tab. II.5-4).

Tab. II.5-4: Streuungsbreite der für die Modellierung in Unterhaching definierten quantitativen Spannungskriterien K_h und K_H (Erläuterung s. Text und Abb. II.5-14). Damit werden im Wesentlichen alle Kombinationen möglicher Primärspannungsverhältnisse (in Bezug auf extensionale bzw. translaterale Spannungsregime) abgedeckt.

Kombinationen der in-situ Spannungen		K_H	K_h	K_H/K_h
1		1,07	0,92	1,16
2	a	1,37	0,92	1,48
	b	1,16	0,77	1,52
3	a	1,31	0,69	1,90
	b	1,08	0,53	2,03
4		1,16	0,45	2,57

Für die Untersuchung der Spannungsverhältnisse der Bohrung Gt-2 wird der Fall $K_H = 1,19$ und $K_h = 0,61$ genutzt. Damit sind nach eigener Erfahrung sehr konservative Annahmen (quasi die beiden extremsten Spannungsverhältnisse die für den deutschen Raum, für einen Tiefenbereich > 3.000 m, anzunehmen sind) berücksichtigt. In Abbildung II.5-15 ist die zeitliche Entwicklung der effektiven Tangentialspannungen dargestellt. An der Bohrlochwand ist die Zugspannung mit bis zu $-66,7$ MPa sehr hoch und somit ein Zugversagen des Gesteins anzunehmen. Da das modifizierte Kirsch-Modell (Kirsch 1898; Gl. II.5-6 u. II.5-7) auf rein elastischem Materialverhalten basiert, ist aber ein Zugversagen nicht darstellbar und somit die Auswirkung in der Formation (hier werden ab etwa 20 cm im Gestein Druckspannungen errechnet) nicht realistisch. Allein aus den berechneten Zugspannungen an der Bohrlochwand, kann abgeleitet werden, dass durch die Temperaturveränderungen auch in der porösen Formation bzw. entlang der realen hochaktiven Fließwege des Wassers starke Zugspannungen auftreten müssen, die ein fortschreiten des Zugversagens (von der Bohrlochwand in die Formation) sehr wahrscheinlich machen. Somit ist vorstellbar, dass für die Lokation Unterhaching (Reinjektionsbohrung Gt-2) die thermisch induzierten Spannungen entlang kritisch vorgespannter Schwachzonen Mikroseismizität primär in Folge von Zugversagen triggern können. Eine Verifizierung dieser These könnte z.B. durch lokale Spannungsmessungen erfolgen.

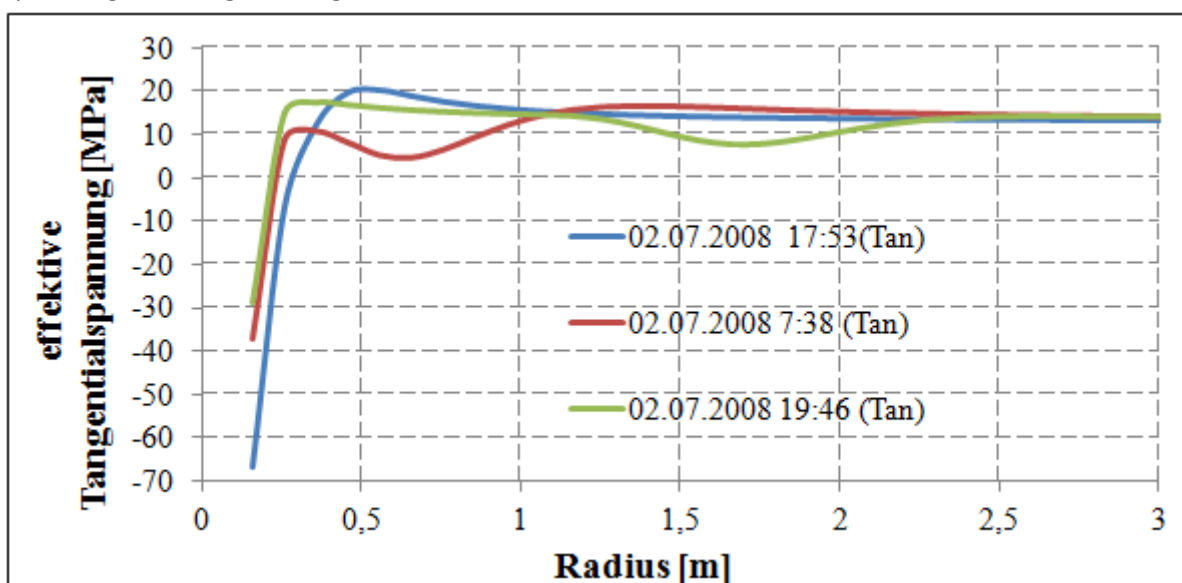


Abb. II.5-15: Zeitabhängig Entwicklung der simulierten Tangentialspannungen während der Reinjektion in der Bohrung Gt-2 (Kriterienbereich $K_h=0,61$ und $K_H=1,19$).

Durch das Wiederaufstarten des Betriebes und damit der Reinjektion werden in sehr kurzer Zeit sehr viele Veränderungen im Untergrund verursacht. Hier wurde zunächst nur der thermische Einfluss analysiert. In weiteren Schritten müssen noch die Einflüsse des kurzfristig erhöhten Injektionsdrucks bzw. der Injektionsrate berücksichtigt werden. Diese werden sicherlich den hier aufgezeigten Effekt der Spannungsänderungen im Untergrund noch verstärken. Durch weitergehenden Analysen in der 2. Phase von MAGS muss vor allem geklärt werden, wie groß dieser Impact in Abhängigkeit sich ändernder Betriebsparameter im Untergrund (standortabhängige Betrachtung) in Form von induzierter bzw. getriggelter Seismizität sein kann.

Aufbau eines THM-Modells für den Standort Unterhaching

Wie bereits oben erwähnt basiert der in FLAC3D transformierte Modellausschnitt für die Region Unterhaching auf den Modellen von LIAG (Agemar et al. 2012, Schulz & Thomas 2012) und LfU (Fritzer et al. 2012). Für die Modellerstellung werden zuerst die Bohrungspunkte georeferenziert und in das Modell übertragen. Dann wird aus dem Großraummodell ein zu untersuchender Ausschnitt um Unterhaching definiert. Zur Vereinfachung werden dabei die enthaltenen Verwerfungssysteme als vertikal einfallend angenommen. Danach werden die Rasterbilder, die die Tiefeninformation enthalten, durch Interpolation aus den Höhenlinien der jeweiligen Schichtoberflächen berechnet. Die Punkte aus dem 2D-Modell werden gemäß dem jeweiligen Rasterbild verändert, so dass entsprechend der Stratigraphie die Schichtverläufe (2D) für das 3D-Modell generiert werden (Abb. II.5-16). Die Stratigraphie besteht aus den fünf Haupteinheiten Deckgebirge (Top), Lithothamnienkalk, Purbeck/Malm, Malm α und γ (Malmgam) sowie dem kristallinen Grundgebirge. In vertikaler Richtung wurde, vor allem um die Hauptzuflusshorizonte im Modell besser charakterisieren und abgrenzen zu können, anhand der vorgegebenen Modellschichten eine weitere Unterteilung vorgenommen (Tab. II.5-5). Nach Wolfram et al. 2007 sowie Schulz & Thomas 2012 gibt es zwei Haupteinströmungszonen, die sich im Obermalm, zwischen Malm δ und Malm ζ , befinden. Diese zwei Zonen haben eine durchschnittliche Dicke von 35 m und weisen höhere Permeabilitäten auf.

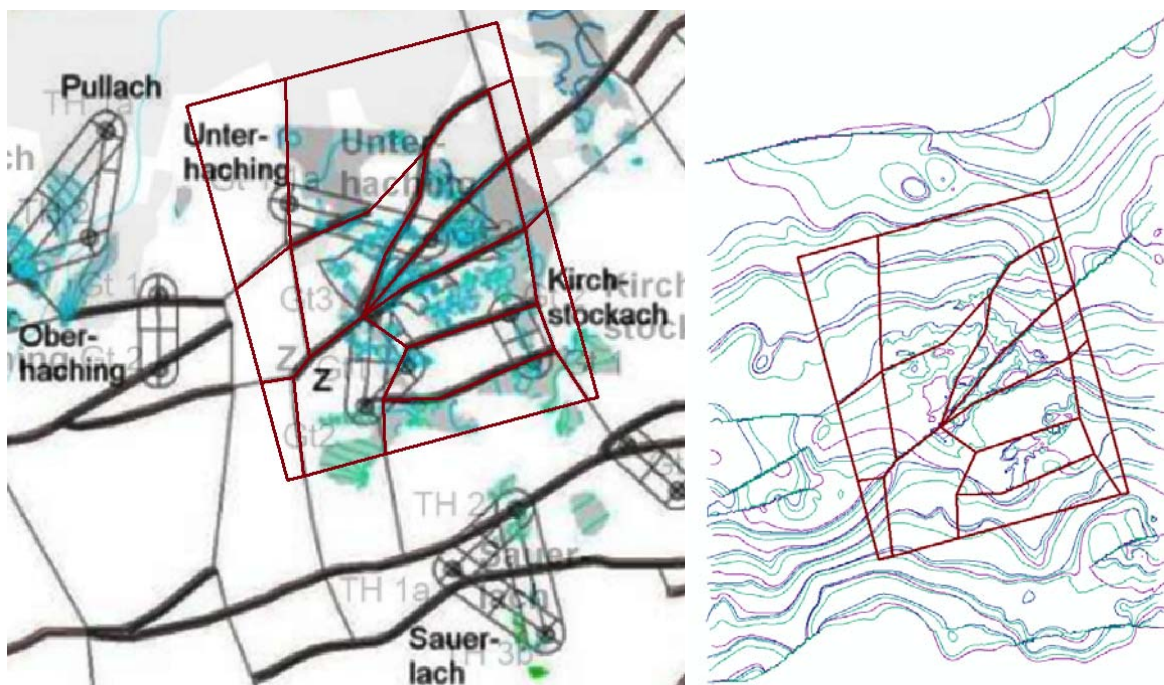


Abb. II.5-16: Das Ergebnis der Georeferenzierung (Basisdaten aus Fritzer et al. 2012 und Schulz & Thomas 2012). Links: Lokation der Bohrungen/Verwerfungen im Faziesmodell; rechts: Lokation der Bohrungen/Verwerfungen übertragen auf das strukturelle Modell (hier am Beispiel der Schicht Purbeck/Malm).

Tab. II.5-5: Formationen und Schichteinteilung des lokalen Modells für Unterhaching basieren auf Schulz & Thomas (2012) und Fritzer et al. (2012).

stratigraphische Haupteinheiten	Anzahl der Modellschichten	Teufenabschnitt in TVD [m]	Formationsmächtigkeit [m]	Petrographie
tertiäres Deckgebirge (Top)	4	-2.060 bis -2.832	772	,Kalksandstein, Tonmergel
Lithothamnienkalk	4	-2.832 bis -2.921	159	Kalkstein, Kalkmergel
Purbeck /Malm	Purbeck	-2.991 bis -3.482	491	Kalkstein, Dolomit
	Malm ζ			
	1. Haupteinströmungszone			
	Malm ε + Malm ζ			
	2. Haupteinströmungszone			
	Malm δ			
Malm α + Malm γ	5	-3.482 bis -3.654	172	Kalkstein, Tonstein
Kristallines Grundgebirge	4	-3.654 bis -4.560	906	Paragneis, Granit
Zusammenfassung	40	-2.060 bis -4.560	2.500	

Die Diskretisierung erfolgt mit dem Programm Gmsh (Geuzaine & Remacle 2009) in Form eines 2D-Gitters mit dreieckigen Gitterelementen. Es enthält 8.132 Dreieckselemente und hat eine Abmessung von 8,44 km × 10,21 km (86 km²). Im Bereich der Bohrungen und der zentralen Störungen ist das Modell feinmaschiger diskretisiert (durchschnittliche Kantenlänge eines Elements von 60 m). Zu den Rändern hin beträgt die Elementkantenlänge bis zu 500 m (Abb. II.5-17).

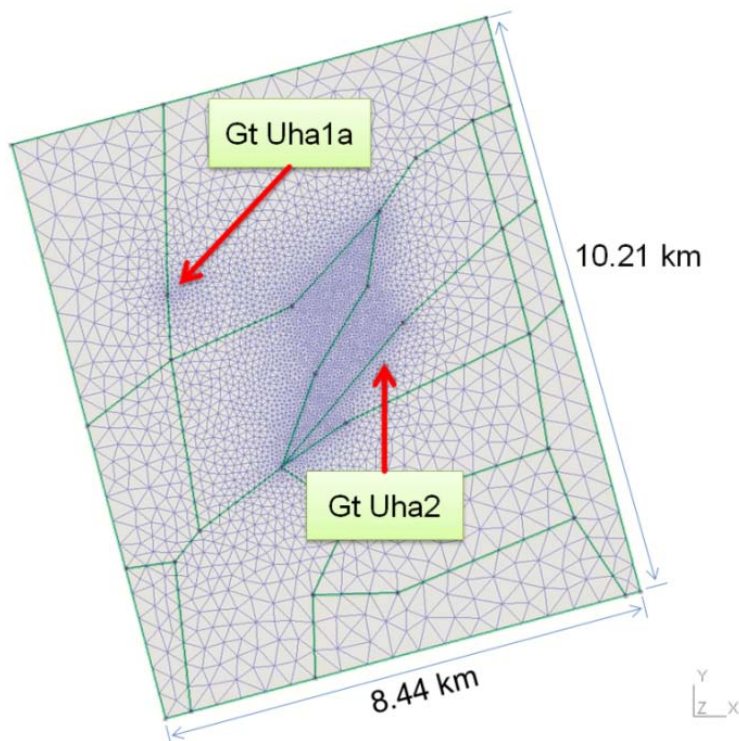


Abb. II.5-17: 2D-Diskretisierungsnetz des Modellausschnitts Unterhaching. Eingezeichnet sind die Bohrungen des Dublettensystems in Unterhaching und die Störungssysteme (grüne Linien).

Das 2D-Gitternetz wird unter Berücksichtigung der Höhenlinien auf die Schichtgrenzen durch triangulare Interpolation übertragen (Abb. II.5-18). Das 3D-Modell besteht nun aus den fünf

stratigraphischen Einheiten, aufgeteilt auf 40 Modellebenen. Somit besteht es aus 325.280 Keilelementen (40 x 8.132). Die Teufenlagen des übertragenen Modells sind auf die Erdoberfläche referenziert. Da die Tiefe des Modells von LIAG und LfU auf NN normiert ist, würden die übertragenen Tiefenlagen der Modellschichten zu hoch ausfallen. Daher muss eine entsprechende Tiefenkorrektur des Gesamtmodells durchgeführt werden. Diese orientiert sich an den TVD-Werten aus Wolfgramm et al. (2007). Die Eingangsparameter für die Modelleinheiten sind in Tabelle II.5-6 aufgelistet. Das in FLAC3D übertragene Modell ist in Abbildung II.5-19 dargestellt.

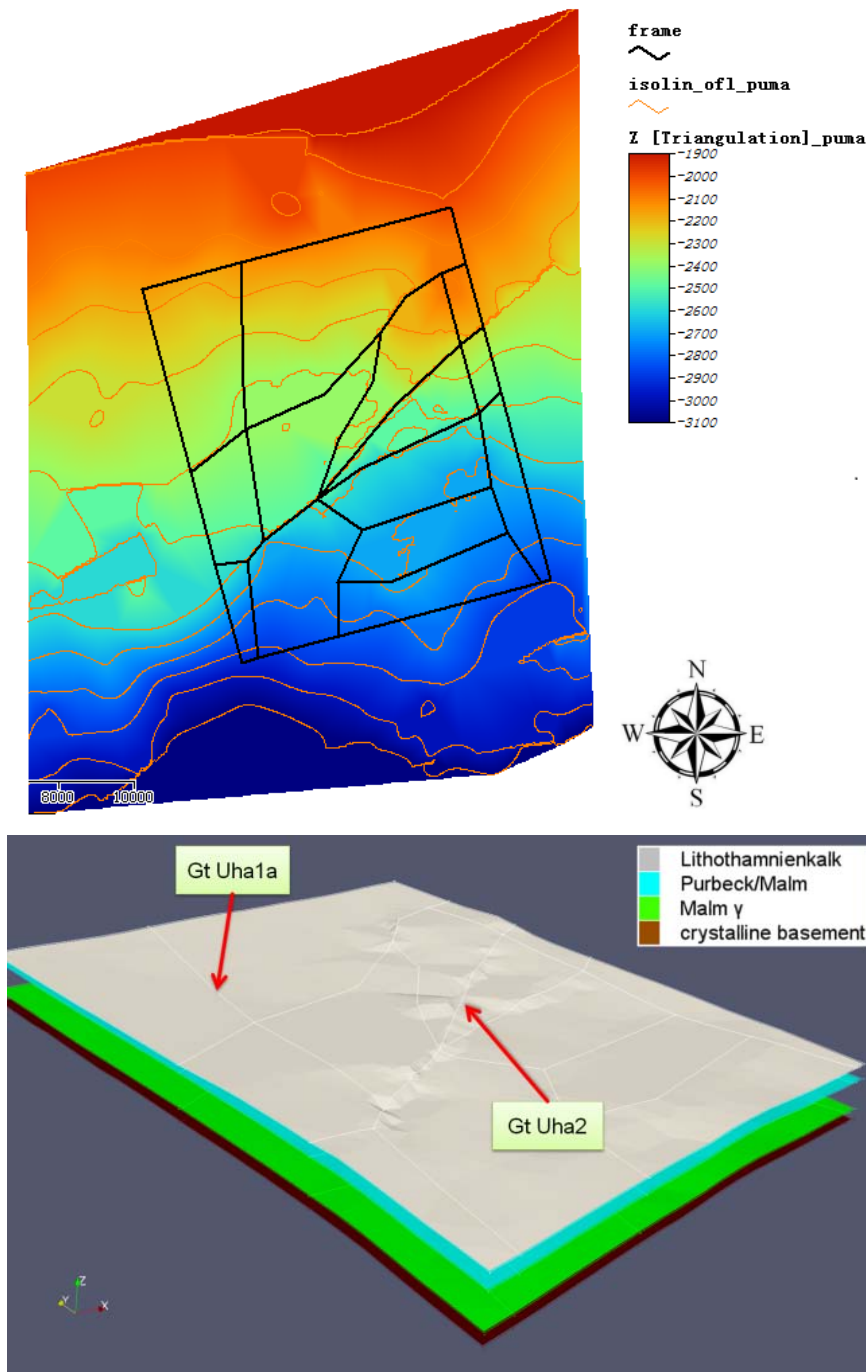


Abb. II.5-18: Oben: Am Beispiel der Schicht Purbeck/Malm die interpolierten Rasterdaten und Störungen; unten: die aus dem LfU-Modell (Fritzer et al 2012) übernommenen Schichtgrenzen der vier Hauptformation sowie die Bohrungen.

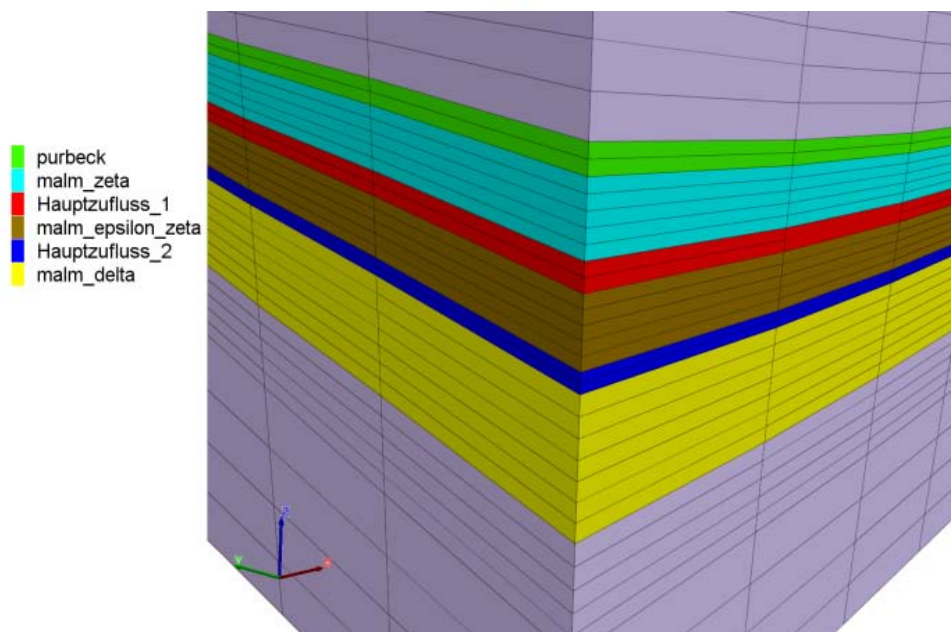
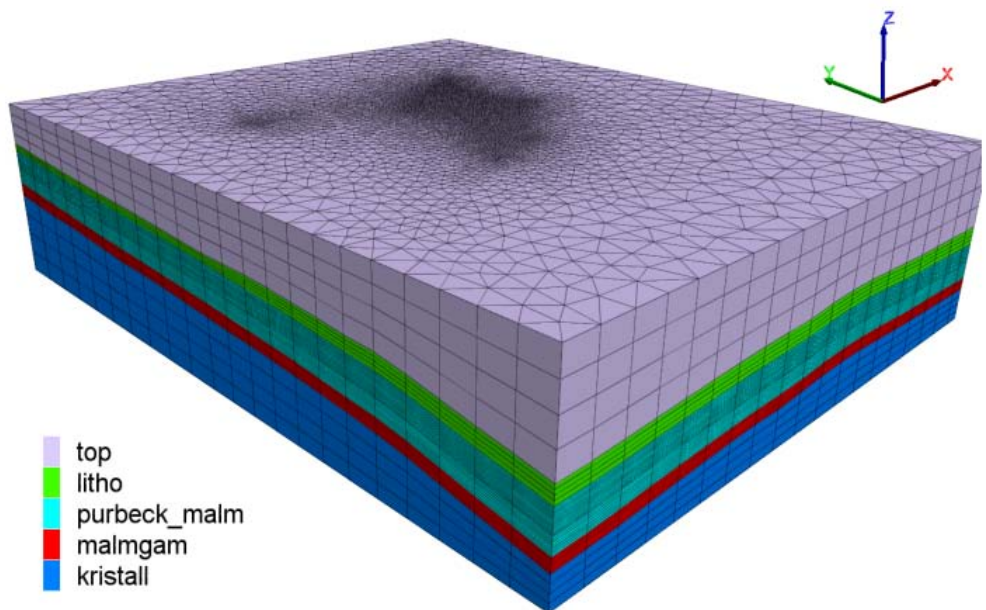


Abb. II.5-19: Oben: Der erzeugte 3D-Modellausschnitt von Unterhaching in FLAC3D; unten: der Bereich des Malmkarst im Detail (s. Text, Tab. II.5-5 u. Tab. II.5-6).

Für die Temperaturverteilung im Modell wird auf das Modell des LIAG (Agemar et al. 2012) zurückgegriffen. Hier sind drei Temperaturbereiche definiert: Erdoberfläche, Malm und Kristallin (in 5.000 m Tiefe). Zur Vereinfachung wird nur die Temperatur des Malms durch Interpolation in das Modell übernommen. Da kein genauer Tiefenbereich für diese Temperatur (des Malm) definiert ist, wird sie auf den ersten Haupteinströmungsbereich normiert. Dies berücksichtigend, wird weiterhin ein geothermischer Gradient von $0,03 \text{ }^\circ\text{C/m}$ angenommen.

Tab. II.5-6: Schichteinteilung des Modells und Eingangsparameter.

Formation	ρ [kg/m ³]	Φ [-]	K [m ²]	Wärme- leitfähig- keit [W/m/K]	spezifische Wärme- kapazität [J/kg/K]	E [GPa]	ν [-]	UCS [MPa]	a [1/K]	φ [°]
Top	2500	0,01	$2,5 \times 10^{-18}$	2,6	958	10	0,25	60	$1,0 \times 10^{-5}$	30
Litho	2500	0,01	$2,5 \times 10^{-18}$	2,6	885	20	0,31	80	$8,0 \times 10^{-6}$	30
Purbeck		0,01	$2,5 \times 10^{-18}$	2,6						
Malm ζ		0,075	$4,3 \times 10^{-14}$	2,8						
1. Hauptein- strömungszone		0,15	$3,8 \times 10^{-13}$	4,0						
Purbeck /Malm	2700	0,075	$4,3 \times 10^{-14}$	2,8	852	40	0,28	160	$9,0 \times 10^{-6}$	30
Malm ζ		0,15	$3,8 \times 10^{-13}$	4,0						
2. Hauptein- strömungszone		0,15	$3,8 \times 10^{-13}$	4,0						
Malm δ		0,01	$6,6 \times 10^{-17}$	2,8						
Malm α + Malm γ	2700	0,01	$2,5 \times 10^{-18}$	2,6	852	40	0,31	160	$8,0 \times 10^{-6}$	30
Kristallin	2750	0,01	$2,5 \times 10^{-18}$	2,6	836	55	0,2	200	$6,0 \times 10^{-6}$	30

* ρ : Dichte; Φ : Porosität; K: Permeabilität; E: Elastizitätsmodul; ν : Poissonzahl; UCS: einaxiale Druckfestigkeit; a: thermischer Ausdehnungskoeffizient; φ : Reibungswinkel

Das grundlegende Konzept zur Modellierung einer Bruchausbreitung im Zuge einer hydraulischen Stimulation in FLAC3D basiert auf der Poro-Plastizitätstheorie. Allerdings sind plastische Verformungen in der klassischen Plastizitätstheorie irreversibel. Dies kann aber nicht das reale Verhalten einer hydraulisch stimulierten Gebirgszone unter wechselnden Lastbedingungen widerspiegeln. Um z.B. die Risschließung, bei Reduzierung des Fluiddrucks im Bruch, zu modellieren, werden einige Modifikationen im ursprünglichen Zugbruchmodell in FLAC3D benötigt (Hou & Zhou 2011; Adachi et al. 2007).

Zur Beschreibung des mechanischen Verhaltens der Störungszonen wird ein selbst implementiertes äquivalentes Kontinuumsmodell („extended ubiquitous joints“) verwendet. Dies besteht aus der Kombination des modifizierten elastischen Modells nach Huang et al. (1995) und des elastoplastischen bzw. plastischen Modells nach Jing et al. (1994). Zur Beschreibung des plastischen Verhaltens des intakten Gesteins wird das Modell nach Mohr-Coulomb verwendet.

Für die Darstellung von HM-gekoppelten Prozessen wird die Porositätsänderung aus der Volumenverzerrung nach Chin et al. (2005) und Cappa et al. (2011) bestimmt (Gl. II.5-12). Die Permeabilität ist die Summe von Gesteins- und Kluftpermeabilität. Dabei wird die Permeabilität des Gesteins (intakt) als isotrop angenommen (Gl. II.5-13). Die Änderung der Permeabilität lässt sich nach Chin et al. (2005) aus der Porositätsänderung ableiten (Gl. II.5-14).

$$\phi = 1 - (1 - \phi_i) \cdot e^{-\varepsilon_v} \quad \text{Gl. II.5-12}$$

$$k_{ij} = k_{ij}^I + k_{ij}^J = k^I \delta_{ij} + k_{ij}^J \quad \text{Gl. II.5-13}$$

$$k^I = k_i^I \left(\frac{\phi}{\phi_i} \right)^n \quad \text{Gl. II.5-14}$$

Die Permeabilität der Kluft wird nach der Odaschen Methode berechnet (Oda et al. 1984). Für ein spezifisches Element mit bekannter Kluftfläche A_k und Transmissivität T_k lässt sich der Klufttensor durch Summierung der Tensoren der einzelnen Klüfte berechnen (Gl. II.5-15; Dershowitz et al. 1998). Für eine gegebene Kluftgruppe sind die Kluftöffnungsweiten und -orientierungen konstant. Deshalb wird die Gleichung II.5-15 modifiziert (Gl. II.5-16), wobei m die Anzahl der Kluftgruppen ist. Hier ist T^m die Transmissibilität der einzelnen Kluft in der Kluftgruppe m (Gl. II.5-17; Will et al. 2003). Dabei ist die Änderung der hydraulischen Öffnung Δb gleichzusetzen mit der normalen Verschiebung der Kluft u (Gl. II.5-18). Der Odasche Permeabilitätstensor wird schließlich nach Gleichung II.5-19 aus F_{ij} abgeleitet.

$$F_{ij} = \frac{1}{V} \sum_{k=1}^N A_k T_k n_{ik} n_{jk} \quad \text{Gl. II.5-15}$$

$$F_{ij} = \sum_{m=1}^M \frac{1}{s^m} T^m n_i^m n_j^m \quad \text{Gl. II.5-16}$$

$$T = \frac{(b+\Delta b)^3}{12} \quad \text{Gl. II.5-17}$$

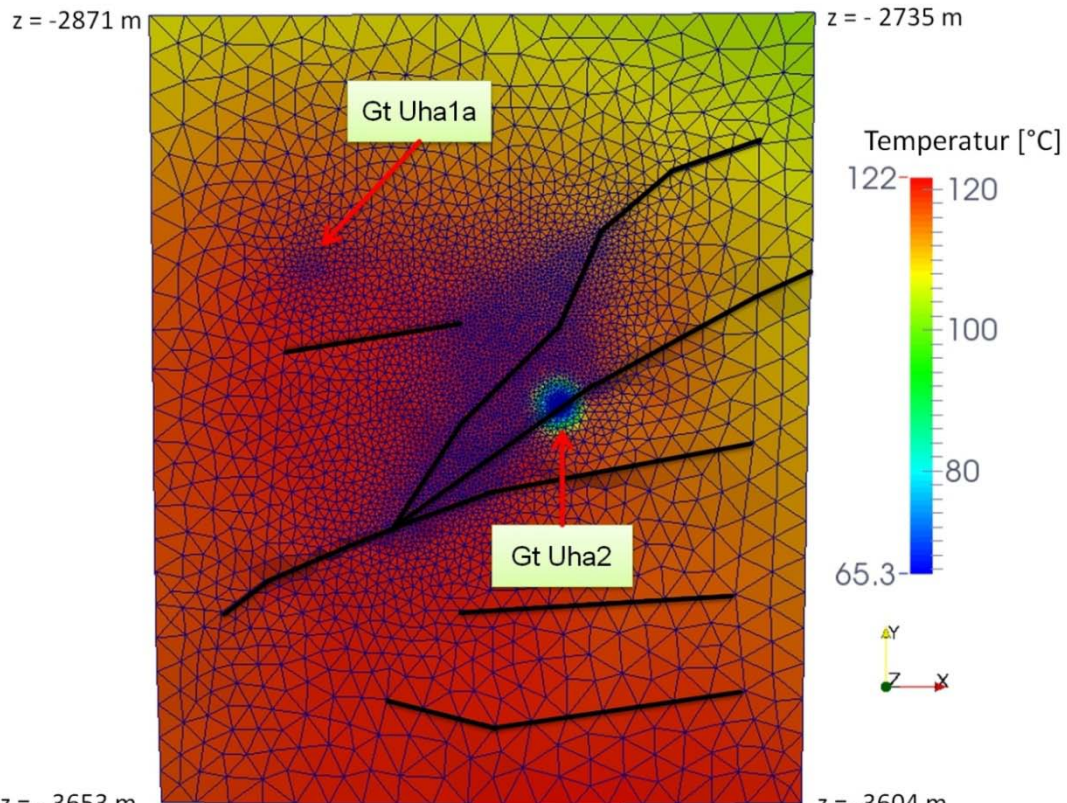
$$\Delta b = f \Delta u_n \quad \text{Gl. II.5-18}$$

$$k_{ij}^J = \frac{1}{12} (F_{kk} \delta_{ij} - F_{ij}) \quad \text{Gl. II.5-19}$$

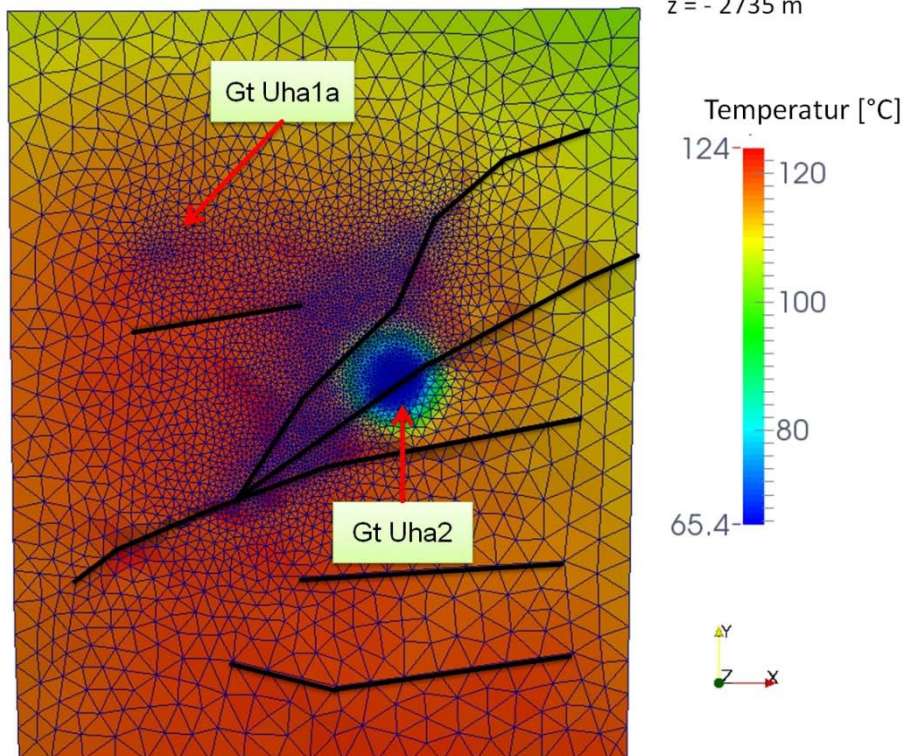
Bis zum Ende der ersten Phase von MAGS konnte die Implementierung des HM-gekoppelten Modells für den Standort Unterhaching nicht vollständig fertig gestellt werden. Entsprechend konnte auch die Validität noch nicht geprüft werden. Das generierte geologische 3D-Modell kann aber bereits zur TH-Simulation verwendet werden. Das Modell aus Schulz & Thomas (2012) dient als Referenz für einen TH-Validitätstest. Hier wurde sowohl eine Betriebs- als auch Prognosesimulation durchgeführt. Die Injektions- bzw. Produktionsrate beträgt dabei jeweils 120 l/s. Zur Vereinfachung werden diese jeweils den beiden Hauptströmungszonen der Bohrungen Gt-1 (Produktion) und Gt-2 (Injektion) zugeordnet. Die Reinjektionstemperatur beträgt 60°C. Die Modellränder werden in der Simulation als permeable angenommen. Für die Betriebssimulation wird zunächst ein Zeitraum von 10 Jahren betrachtet. Basierend auf diesen Ergebnissen wird eine weitere Betriebsdauer von 50 Jahren simuliert (insgesamt also 60 Jahre Betrieb).

In der Abbildung II.5-20 ist erkennbar, dass sich die Temperatur entlang der ersten Haupteinströmungszone nach 10-jährigem Betrieb in einem Bereich von etwa 350 m um die Bohrung Gt-2 auf 60 °C verringert. Nach 60 Jahren Betrieb dehnt sich diese Abkühlungszone bis zu den umgebenden Störungszonen aus. Die Produktionsbohrung ist aber noch weit von dem beeinflussten Bereich entfernt.

In Abbildung II.5-21 ist die Druckverteilung entlang der ersten Haupteinströmungszone dargestellt. Die hohe Injektions- bzw. Produktionsrate hat Einfluss auf die natürliche Druckverteilung im Untergrund. Anhand der Simulation wird deutlich, dass sich aufgrund der Randbedingungen, mit zunehmender Betriebsdauer die Druckverhältnisse im Wesentlichen nicht weiter verändern. Das heißt, dass der Zustand nach 10 bzw. 60 Jahren Betrieb quasi identisch sind. Die hier dargestellten Ergebnisse des Simulators TOUGH2/EOS3 sind vergleichbar mit den Prognosen von Schulz & Thomas (2012), die mit FEFLOW erstellt wurden. Unter den getroffenen Annahmen weisen die beiden Bohrungen im Modell eine schwache hydraulische Verbindung auf, die augenscheinlich kaum von den Störungen beeinflusst wird (Abb. II.5.22). Wolfgramm et al. (2007) sehen eine hydraulische Verbindung als gegeben an, da die Störungssysteme im Untergrund miteinander verbunden sind. In der Praxis ist dies zzt. aber ein generell noch umstrittener Punkt. Der Ausbau und die Verbesserung des Modells im Zuge der zweiten Phase von MAGS werden hierfür weitere Erkenntnisse liefern.



z = -2871 m
z = -3653 m



z = -3653 m
z = -3604 m

Abb. II.5-20: Simulation des Betriebs des Dublettensystems in Unterhaching. Dargestellt ist der Tiefenbereich der ersten Hauptzuflusszone. Oben: Temperaturverteilung nach 10 Jahren; unten: Temperaturverteilung nach 60 Jahren.

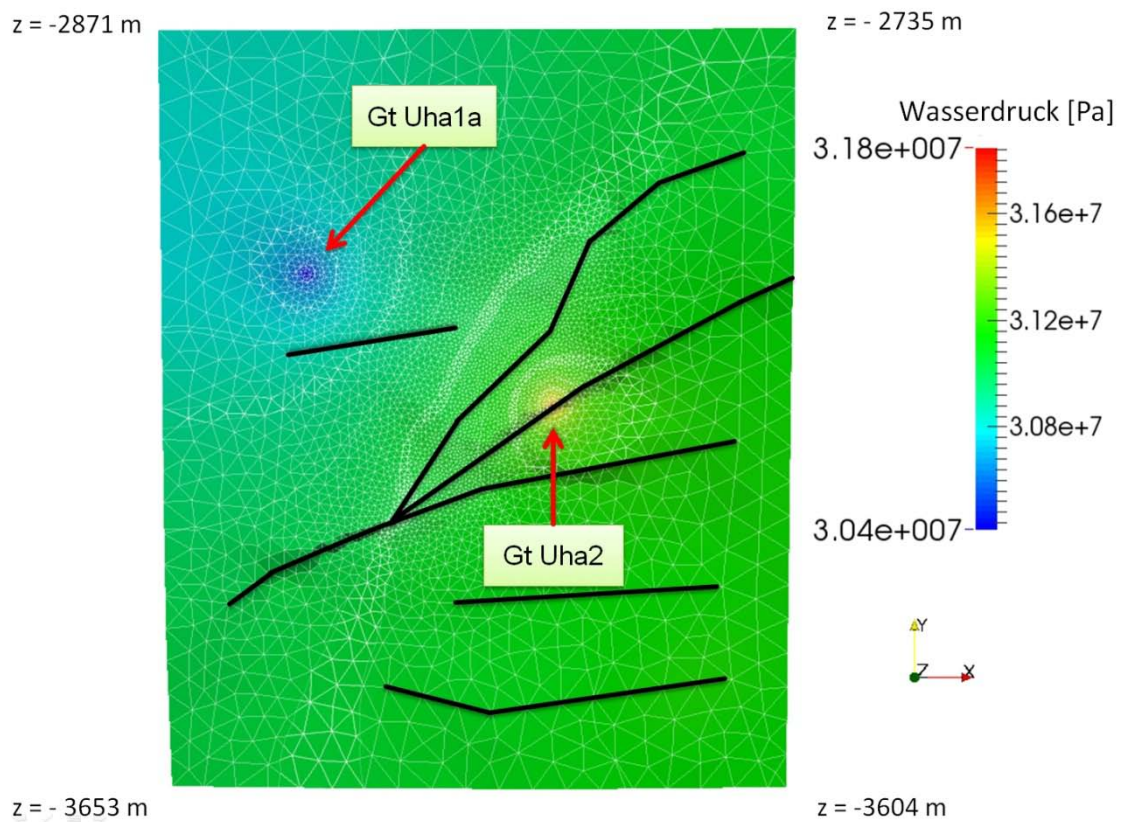
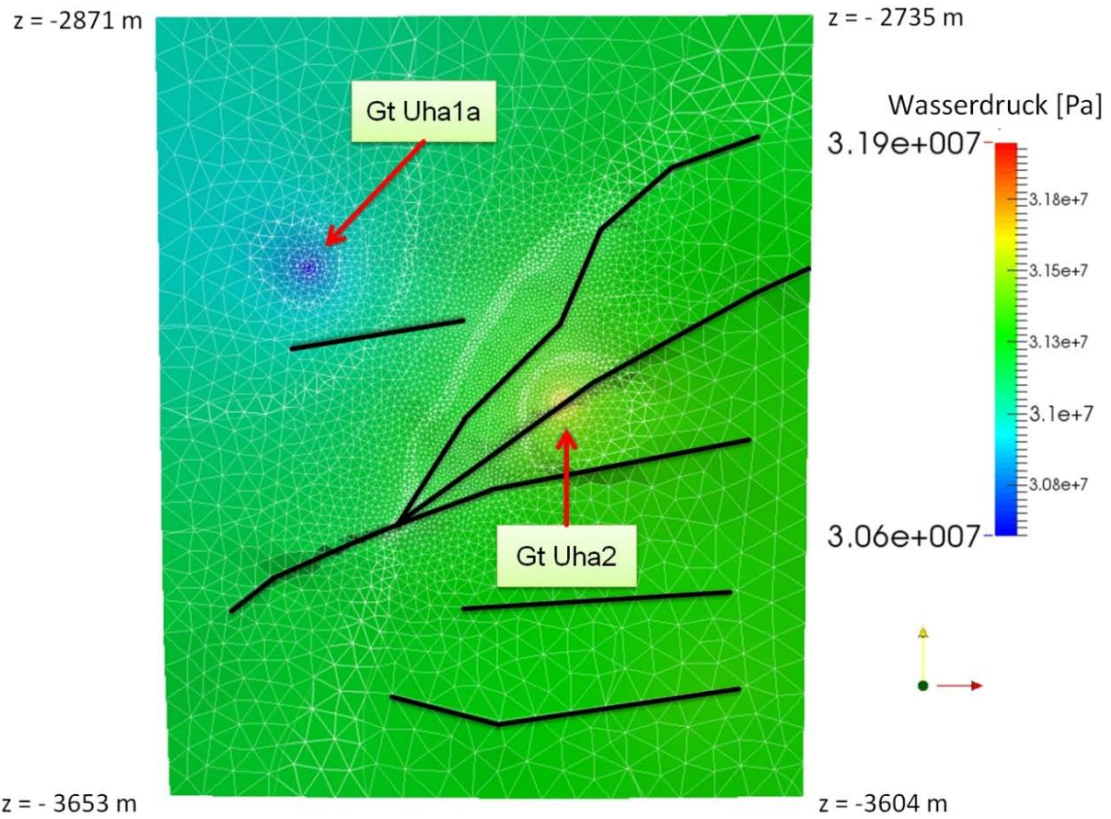


Abb. II.5-21: Simulation des Betriebs des Dublettensystems in Unterhaching. Dargestellt ist der Tiefenbereich der ersten Hauptzuflusszone. Oben: Druckverteilung nach 10 Jahren; unten: Druckverteilung nach 60 Jahren.

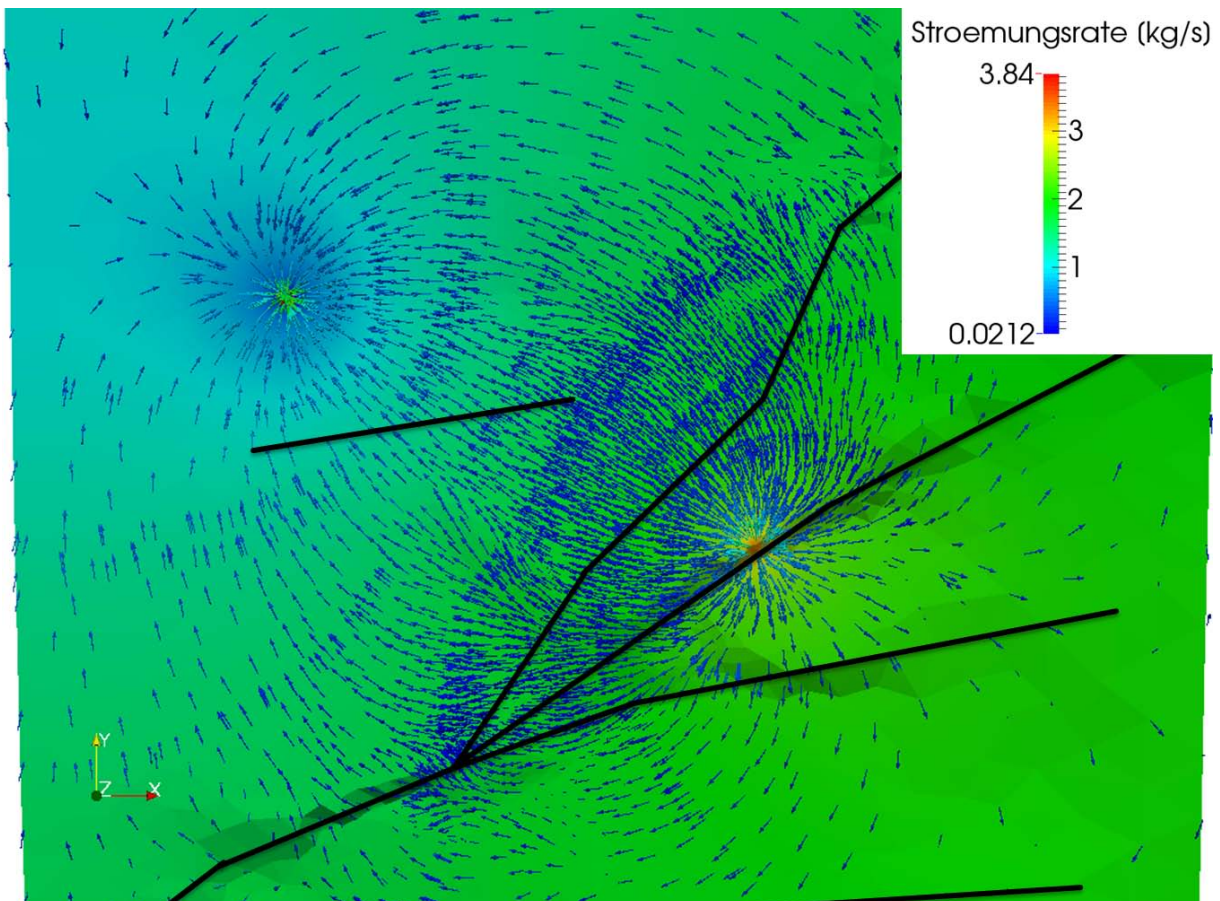


Abb. II.5-22: Strömungsschema nach Simulation eines 60 jährigen Betriebs des Dublettensystems am Standort Unterhaching. Dargestellt ist der Tiefenbereich der ersten Hauptzuflusszone im Malm.

II.6 Zusammenfassung

Die Entwicklung der tiefergeothermischen Energienutzung in Deutschland hängt von der Lösung grundlegender technischer Fragestellungen und, im Zuge der Energiewende, von der gesellschaftlichen Akzeptanzbildung ab. Ein wesentlicher Punkt dabei ist, die Kontrollierbarkeit induzierter Seismizität während der Erschließung und Nutzung eines tiefergeothermischen Reservoirs.

Das Einzelprojekt 6 des Verbundvorhabens MAGS beschäftigte sich in dieser ersten Projektphase mit der Betrachtung und dem Verstehen von Bruchprozessen und damit einhergehender Seismizität im Untergrund bzw. der Modellierung fluidinduzierter Seismizität im Zuge hydraulischer Stimulation sowie während des Betriebes eines Geothermiekraftwerkes an ausgewählten Fallbeispielen. Wesentliche Zielsetzung war es einen deterministischen Ansatz anhand eines numerischen Simulationswerkzeugs zu entwickeln, mit dem die relevanten thermisch-hydraulisch-mechanisch-chemischen Geo-Prozesse (THM:C) gekoppelt betrachtet werden können.

Bis zu Beginn des MAGS-Vorhabens standen noch keine numerischen Modelle zur Verfügung, die in der Lage sind, unter Berücksichtigung der geothermalen, dynamischen Prozesse (THM:C-Kopplung), die freigesetzte Deformationsenergie und entsprechend die Energiefreisetzungsraten künstlich induzierter Mikrobeben zu simulieren und somit eine deterministische Gefährdungseinschätzung solcher Ereignisse treffen zu können. Durch Beschaffung geeigneter Hard- und Software und deren Integration und Kopplung ist es gelungen, ein deterministisches Vorhersagetool für induzierte Erdbeben während der Stimulations- und der Betriebsphase von Geothermieanlagen zu schaffen und zu verifizieren. Zur Analyse ausgewählter Standorte wurden dafür die Programme FLAC3D^{plus} und TOUGH2 bzw. TOUGHREACT miteinander gekoppelt. Zur Untersuchung der hydraulischen Stimulationsphase wurden die Standorte des Deep Heat Mining Projekts in Basel (history matching)

sowie des GeneSys Projekts in Hannover (Vorausberechnung) betrachtet. Die während der Betriebsphase aufgetretene Seismizität wurde anhand des Standortes in Unterhaching untersucht.

Ferner wurde das Thema der fluidinduzierten Seismizität durch Studien im weltweiten Kontext analysiert, um das individuelle Prozessverständnis sowie die geologischen Rahmenbedingungen zu verbessern. Demnach scheinen als Voraussetzungen für stärkere seismische Ereignisse zum Beispiel eine bevorzugte Orientierung der Schwachzonen zum regionalen Spannungsfeld, ein eher kompressional bis transpressional orientiertes Spannungsfeld sowie ggf. eine natürlich bedingte Vorspannung der Schwachzonen notwendig zu sein. Meist kommt es dann aber zur Triggerung von Seismizität. Das Gesteinsmaterial spielt in Bezug auf dessen Deformationsverhalten ebenfalls eine wichtige Rolle. Im Gegenzug dazu zeigt sich beim Vergleich der betrachteten Standorte, dass die Intensität der Auswirkungen auf die Erdoberfläche entsprechend von den geologischen und tektonischen Gegebenheiten abhängen. Zum Beispiel ist in einem natürlicherweise aseismischen Gebiet ohne nahegelegenen Schwächezonen und mit sedimentären Gesteinen im Untergrund durch übliche technische Maßnahme im tiefen Untergrund (>3 km Tiefe), wie einer hydraulischen Stimulation, keine spürbare induzierte Seismizität an der Erdoberfläche zu erwarten. Hierbei können seismisch dämpfende Deckgebirgsschichten, wie z. B. Steinsalz, ebenfalls einen positiven Effekt haben. Durch numerische Vergleichsläufe zeigte sich, dass eine zyklische Injektionsstrategie eine Reduzierung des seismischen Risikos bewirken kann. Neue Erschließungsmethoden, wie die Kombination aus Multirissverfahren und Horizontalbohrtechnik, zeigen in diesem Zusammenhang ein noch größeres Potential.

Die Betriebsphasenanalyse zeigte, dass kurzfristige hohe Temperatur- und Injektionsratsdifferenzen im Untergrund große Zugspannungen im bohrlochnahen bzw. direkt zugänglichen Reservoirbereich bewirken können. In erster Abschätzung können diese im Einzelfall initial hauptsächlich für auftretende Mikroseismizität sein.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass induzierte Seismizität generell im Zusammenhang mit tektonischer Aktivität bzw. aktivierbaren Störungssystem/Schwachzonen in der unmittelbaren Umgebung steht. Für das Auftreten spürbarer Ereignisse lassen sich folgende Untergrund- und Prozessparameter als Haupteinflussgrößen identifizieren:

- Tiefe, Gesteinstyp und -verhalten der Reservoirformation (Kristallin- oder Sedimentgestein)
- rezentes Spannungsfeld im Untergrund (Kompression/Transpression oder Extension)
- Vorhandensein von Störungssystemen/Schwachzonen
- Aufbau des Deckgebirges (seismisch dämpfende Gesteinsschichten, wie z.B. Steinsalz)
- Stimulationsphase: Injektionsstrategie, -rate und -volumen
- Betriebsphase: Förder-/Reinjektionsrate, Temperaturdifferenz von Reinjektionsfluid zu Reservoir, Reinjektionsdruck

Die bisherigen Erkenntnisse können, z.B. von Industrieseite bereits genutzt werden, um bei der Planung von Vorhaben oder bei der Änderung von Betriebsabläufen, entsprechende Risikoszenarien ablaufen zu lassen. Hierfür stünde EP6 als begutachtende Einrichtung zur Verfügung. Für das geschaffene lokationsunabhängige numerische Simulationskonzept, das die jeweiligen standortspezifischen Gegebenheiten berücksichtigen kann, ist, aufgrund des weltweiten Interesses und Bedarfs an tiefengeothermischer Energie, eine internationale Vermarktung möglich. Insbesondere die Option der Optimierung von Reservoirerschließungsverfahren bzw. des Kraftwerksbetriebs, mit Fokus auf der Begrenzung seismischer Risiken, hat nationales wie internationales Nutzungspotential. Die erzielten Ergebnisse sowie die entwickelten Methoden sind oder werden durch die unter Kapitel 1.3 genannten Publikationen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

II.7 Ausblick: MAGS2

In der zweiten Phase von MAGS liegt der Fokus der Untersuchungen nicht mehr nur auf einzelne Standorte, sondern es wird untersucht, wie sich die zunehmende Anzahl benachbarter Standorte in Bezug auf das seismische Gefährdungspotenzial beeinflussen. Für die Arbeiten in MAGS2 lassen sich folgende Punkte als Zwischenergebnisse und Anknüpfungspunkte übernehmen:

- durch alternative Erschließungskonzepte, wie dem Multirissverfahren in Verbindung mit der Horizontalbohrtechnik, lässt sich die Mikroseismizität numerisch weiter verringern; hierbei muss zukünftig aber der Aspekt der Wirtschaftlichkeit durch weitere Analysen verstärkt mit in die Betrachtung einbezogen werden;
- während der Stimulationsphase sind gezielte Ruhephasen (zyklische Stimulation) ein weiteres Mittel, um die Freisetzung von Deformationsenergie in Form von Seismizität zu steuern (s.a. Zang et al. 2013);
- es hat sich anhand der numerischen Simulationen für die Stimulationsphase eines EGS-Vorhabens (Basel) gezeigt, dass eine lineare Injektionsstrategie, mit schnellem Anstieg und langsamem Abklingen der Injektionsrate, eine Verbesserung bzgl. zu erwartender induzierter Seismizität bewirkt;
- die thermisch induzierten Spannungen bei der Reinjektion energetisch genutzten Thermalwassers haben das Potenzial erhebliche Zugspannungskräfte im Untergrund zu erzeugen;
- anhand einer Machbarkeitsstudie und anschließender Umsetzung eines EGS-Pilotprojektes, vorzugsweise im norddeutschen Raum (hier bietet sich anhand umfassender Vorarbeiten die Weiternutzung der GeneSys-Bohrung in Verbindung mit Einbeziehung der Versorgung der Medizinischen Hochschule Hannover (MHH) eine gute Möglichkeit).

Die Einflussgrößen dieser Punkte auf die Planung hydraulischer Stimulationen sowie die Evaluation kritischer Betriebsparameter und deren Bandbreite sind Themen, die weitergehend untersucht werden (Identifizierung von Einflussparametern und deren Variationssensitivität). Die THM:C-gekoppelte Betrachtung mittels des Codes TOUGHREACTMP-FLAC3D^{plus} wird ebenfalls in MAGS2 umgesetzt. Die Modellgrundlagen werden durch eigene Laboruntersuchungen verbessert. Durch die Erweiterung der bisher gewonnenen Erkenntnisse soll ein Leitfaden bzw. Maßnahmenkatalog erarbeitet werden, mit dem sowohl Genehmigungsbehörden als auch Betreiber bzgl. der Planung eines seismischen Überwachungskonzepts bzw. der Entwicklung eines gefährdungsorientierten Betriebsfahrplans in Zukunft einheitlich arbeiten können. Durch die Verbesserung der Kontrollierbarkeit der induzierten Seismizität auf Daten- und Erfahrungsbasis schon bestehender geothermaler Projekte wird die Voraussetzung geschaffen, zukünftig schon in der Planungsphase – also vor Bohrbeginn - von Geothermievorhaben die Dimensionierung und Optimierung der Reservoirstimulation und des Kraftwerksbetriebes in Hinblick auf eine Maximierung der Energiegewinnung bei gleichzeitiger Kontrolle und Minimierung des Gefährdungspotentials abschätzen zu können.

Literatur

- Acar, I., Sen, O., Hou, Z., Alkan, H. 2013. Izmir-Dikili EGS Project from SDS Energy, Turkey. Vortrag und Tagungsband des Geothermiekongresses in Essen, 12.-14.11.2013.
- Adachi, J., Siebrits, E., Peirce A., Desroches J. 2007. Computer simulation of hydraulic fractures. *Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci.* (44):739–757.
- Agemar, T., Schellschmidt, R., Schulz, R. 2012. Subsurface Temperature Distribution of Germany. *Geothermics* (44):65-77.
- Asanuma, H., Soma, N., Kaieda, H., Kumano, Y., Izumi, T., Tezuka, K., Niitsuma, H., Wyborn, D. 2005. Microseismic monitoring of hydraulic stimulation at the Australian HDR project in Cooper Basin. *In: Proceedings of the World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, Paper 1615.*
- Baisch, S., Weidler, R., Vörös, R., Jung, R. 2006. A conceptual model for post-injection seismicity at Soultz-sous-Forêts. *GRC Transactions* (30):601-605.
- Baisch, S., Vörös, R., Rothert, E., Stang, H., Jung, R., Schellschmidt, R. 2010. A numerical model for fluid injection induced seismicity at Soultz-sous-Forêts. *Int. J. of Rock Mech. and Mining Sci.* (47): 405-413.
- Baisch, S., Weidler, R., Vörös, R., Wyborn, D., de Graaf, L. 2006. Induced seismicity during the stimulation of a geothermal HFR reservoir in the Cooper Basin, Australia. *Bull. Seismol. Soc. Am.* (96):2242–2256.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie 2010. Bayerischer Geothermieatlas - Hydrothermale Energiegewinnung. Tech. Rep., München.
- Bethmann, F., Deichmann, N., Mai, P.M. 2011. Scaling Relations of Local Magnitude versus Moment Magnitude for Sequences of Similar Earthquakes in Switzerland. *Bull. of the Seism. Soc. of America* 101 (2):515-534.
- BMU 2008. Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008. Reihe Umweltpolitik; Silber Druck oHG, Niestetal.
- Bönnemann, C., Schmidt, B., Ritter, J., Gestermann, N., Plenefisch, T., Wegler, U. 2010. Das seismische Ereignis bei Landau vom 15. August 2009 – Abschlussbericht der Expertengruppe „Seismisches Risiko bei hydrothormaler Geothermie“. Hannover, 29.10.2010.
- Bommer, J.J., Oates, S., Cepeda, J.M., Lindholm, C., Bird, J., Torres, R., Marroquín, G., Rivas, J. 2006. Control of hazard due to seismicity induced by a hot fractured rock geothermal project. *Eng. Geol.* (83):287–306.
- Bromley, C. 2013. In: GEISER – Final Conference, Book of Abstracts. 30th – 31st May 2013, Sala del Capitolo, Convento di San Domenico Maggiore, Napoli; <http://meetings.geiser-fp7.eu/conferenceDisplay.py/abstractBook?confId=15>.
- Cappa, F., Rutqvist, J. 2011. Modeling of coupled deformation and permeability evolution during fault reactivation induced by deep underground injection of CO₂. *International journal of Greenhouse Gas Control* 5(2):336-346.
- Chang, S.H. 2002. Characterization of Stress-Induced Damage in Rock and Its Application on the Analysis of Rock Damaged Zone around a Deep Tunnel. PhD thesis, Seoul National University, Korea.
- Chen, G., Russel T.E. 2005. Thermoporoelastic Effect on Wellbore Stability. *SPE J.* 10 (2); SPE-89039-PA:212-129
- Chin, L.Y., Raghavan, R., Thomas, L.K. 2005. Fully coupled geomechanics and fluid-flow analysis of wells with stress-dependent permeability. *SPE Journal* 5(1): 32-42.
- Cho, N., Martin, C.D., Segol, D.C. 2007. A clumped particle model for rock. *Int. J. of Rock Mech. and Min. Sci.* (44):997-1010.

- Cornu, T.G.M. & Bertrand, G. 2005: Backward modeling of the rifting kinematics in the Upper Rhine Graben: insights from an elastic-perfect contact law on the restoration of a multi-bloc domain. *Int J Earth Sci (Geol Rundsch)* 94:751–757.
- de Pater, C.J., Baisch, S. 2011. Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity – Synthesis report, 2 November 2011.
- Dershowitz, B., LaPointe, P., Elben, T., Wei, L. 1998. Integration of discrete feature network methods with conventional simulator approaches. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 49069-MS.
- Dussel, M., Lüschen, E. et al. 2012. Geothermische Charakterisierung von karstig-klüftigen Aquiferen im Großraum München – Endbericht. – LIAG-Bericht (Schulz, R. & Thomas, R. (Eds.)), LIAG, Hannover: www.liag-hannover.de/fsp/ge/geothermie-grossraum-muenchen.html
- Economides, M.J., Nolte, K.G. 2000. Reservoir Stimulation. 3th Edition, Wiley.
- EEG 2012. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf; zuletzt 23.10.2013.
- Fritzer, T., Pamer, R., Schulz, U., Sieblitz, S. 2012. Geothermie Großraum München – Endbericht zum Forschungsvorhaben, *UmweltSpezial, LfU*, Augsburg: www.bestellen.bayern.de/shoplink/lfu_bod_00090.htm
- Germanovich, L.N., Chanpura, R.A., Ring, L.M. 1999. Fault slip and seismicity induced by subsurface fluid withdrawal. In: *Amadei, B., Kranz, R.L., Scott, G.A., Smeallie, P.H. (eds.). Rock mechanics for industry. Proceedings of the 37th US Rock Mechanics Symposium, 6th – 9th June 1999, Vail, Colorado, USA; Balkema, Rotterdam, pp. 1145-1154.*
- Geuzaine, C., Remacle, J.F. 2009. Gmsh: a three-dimensional finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. *International Journal for Numerical Methods in Engineering* 79(11):1309-1331.
- GtV 2014. Bundesverband Geothermie: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/t/triggern-von-erdbeben.html> (zuletzt 18.03.2014).
- Gupta, H.K. 1985. The present status of reservoir induced seismicity investigations with special emphasis on Koyna earthquakes. *Tectonophysics* (118), Elsevier, Amsterdam:257-279.
- Hanks, T.C., Kanamori, H. 1979. Moment magnitude scale. *Journal of Geophysical Research* 84 (B5): 2348-2350.
- Häring, M.O., Schanz, U., Ladner, F., Dyer, B.C. 2008. Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. *Geothermics* 37 (5):469-496.
- Hou, Z. 2002. Geomechanische Planungskonzepte für untertägige Tragwerke mit besonderer Berücksichtigung von Gefügeschädigung, Verheilung und hydromechanischer Kopplung. Habilitationsschrift an der TU Clausthal.
- Hou, Z. 2005. Parameterermittlung für das Stoffmodell Hou/Lux und Nachberechnungen von ausgewählten Versuchsergebnissen. Vortrag im Rahmen eines BMBF-Verbundprojekttreffens am 02.02.2005 an der BGR, Hannover.
- Hou, Z., Gou, Y. & Rutqvist, J. 2010: Integration of the codes FLAC3D and TOUGHREACT for THMC coupled geo-process simulations in reservoirs. In: *Proceedings of the 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010*, Barcelona, Spain, 14-17 June 2010.
- Hou, Z., Kracke, T., Kopera, J., Morales-Avilés, W., Schlittenhardt, J., Spies, T., Zhou, L., Wang, X. 2012. Bewertung der Ergebnisse numerischer Simulationen der induzierten Seismizität und probabilistischer Gefährdungseinschätzungen am Beispiel von Geothermieprojekten in Basel und Hannover. Vortrag und Tagungsband des Geothermiekongresses 2012 in Karlsruhe, 13.-16.11.2012.

- Hou, Z., Kracke, T., Zhou, L., Wang, X. 2012. Gebirgsmechanische Auswirkungen von tiefen Fracs im Norddeutschen Becken: geologische Steinsalzbarriereintegrität und maximale Magnitude induzierter Mikrobeben anhand der GeneSys-Stimulation im Mai 2011. *Erdöl Erdgas Kohle* (2012) 11:454-460.
- Hou, Z., Luo, X., 2010. Wellbore stability in shale: experiment, theory and case study. In: *Rock Mechanics in Civil and Environmental Engineering* (ed. by Zhao, J. et al.) - *Proceedings of EUROCK 2010 Symposium*, 15–18 June 2010, Lausanne, Switzerland, © 2010 Taylor & Francis Group, London.
- Hou, Z., Luo, X. 2011. Investigation of thermal effect on stability of deep wellbores in low and high permeable formations. In: *Harmonising Rock Engineering and the Environment – Qian & Zhou (eds) - Proceedings of 12th international congress on rock mechanics*, 18-21 October 2011 in Beijing, China, © 2012 Taylor & Francis Group, London: pp. 1315 -1319.
- Hou, Z., Xie, H.P. & Were, P. (eds) 2013. Clean Energy Systems in the Subsurface: Production, Storage and Conversion. © Springer Publisher, Heidelberg, ISBN 978-3-642-37848-5, 485 p.
- Hou, Z. & Zhou, L. 2009. Vorausberechnung der gespeicherten und freizusetzenden Deformationsenergie bei Frac-Behandlungen in der Tiefengeothermie. In: *Tagungsband "Der Geothermiekongress 2009"*, Bochum, 17-19 November 2009.
- Hou, Z. & Zhou, L. 2010a. THM gekoppelte dynamische Simulationsmethode zur Vorausberechnung der freizusetzenden Deformationsenergie und ihre erste Anwendung zur Nachsimulierung der im DHM Basel induzierten seismischen Ereignisse. *Tagungsband 2010-1, DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung am 12.-13.04.2010* in Celle.
- Hou, Z. & Zhou, L. 2010b. Mechanism and modeling of seismic events induced by reservoir stimulation in an Enhanced Geothermal System. In: *Rock Mechanics in Civil and Environmental Engineering* (ed. by Zhao, J. et al.) - *Proceedings of EUROCK 2010 Symposium*, 15–18 June 2010, Lausanne, Switzerland, © 2010 Taylor & Francis Group, London.
- Hou, Z. & Zhou, L. 2011. Numerische Untersuchungen der Frac-Ausbreitung in Tight Gas Reservoirs mit dem FDM-Programm FLAC3D. Abschlussbericht zum DGMK-Forschungsprojekt 680-2, Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.
- Hou, Z. & Zhou, L. 2013. Numerical Investigation and Optimization of Multiple Fractures in Tight Gas Reservoirs. *Oil Gas European Magazine* 39 (3), 2013:129-135.
- Hou, Z., Zhou, L., Kracke, T. 2010. Thermo-hydro-mechanisch (THM) gekoppelte Untersuchungen zu Bruchmechanismen, Bruchausbreitung und Energiefreisetzung bei Stimulationen in Tight Gas und geothermischen Reservoiren. Vortrag und Tagungsband des Geothermie-Kongresses 2010 in Karlsruhe, 17.-19.11.2010.
- Hou, Z., Zhou, L., Kracke, T. 2011a. Analyse der Bruchmechanismen, Bruchausbreitung und Energiefreisetzung bei Stimulationen in Tight Gas und geothermischen Reservoiren unter Berücksichtigung der thermo-hydro-mechanisch (THM) gekoppelten Effekte. Präsentation auf dem 1. MAGS-Workshop in Karlsruhe, 27.-28.01.2011.
- Hou, Z., Zhou, L., Kracke, T. 2011b. Vorausberechnung der Frac-Ausbreitung, Bruchmechanismen, Energiefreisetzung sowie Magnitude für die GeneSys-Stimulation im Mai 2011. Der Geothermiekongress 2011, 15.-17.11.2011 in Bochum.
- Hou, Z., Zhou, L., Kracke, T. 2013. Modelling of seismic events induced by reservoir stimulation in an enhanced geothermal system and a suggestion to reduce the deformation energy release. In: *Proc. of 1st International Conference on Rock Dynamics and Applications* (ed. by Jian Zhao & Jianchun Li), 6 – 8 June 2013, Lausanne, Switzerland, © 2013 Taylor & Francis Group, London, pp. 161-175.
- Huang, T.H., Chang, C.S., Yang, Z.Y. 1995. Elastic moduli for fractured rock mass. *Rock Mechanics and Rock Engineering* 28(3):135-144.
- ITASCA 2008a. ITASCA Consulting Group, Inc. - FLAC3D Manual, Version 4.0.

- ITASCA 2008b. ITASCA Consulting Group, Inc - PFC3D Manual, Version 4.00.
- Jalali, M., Memarian, H., Zare, M., Dusseault, M.B. 2008. Induced seismicity risk in Iranian oil and gas fields. ARMA 08-1709.
- Jing, L., Nordlund, E., Stephansson, O. 1994. Technical note: a 3-D constitutive model for rock joints with anisotropic friction and stress dependency in shear stiffness. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science* 31(2):173-178.
- Jung, R. 1986. Erzeugung eines großflächigen künstlichen Risses im Falkenberger Granit durch hydraulisches Spalten und Untersuchung seiner mechanischen und hydraulischen Eigenschaften. Dissertation an der Universität Bochum.
- Jung, R., Sperber, A. 2009. Erschließung der Vulkanite des Norddeutschen Beckens mit Multiriss-System. Der Geothermiekongress 2009, 17.-19.11.2009, Bochum.
- Jung, R. 2013. EGS – Goodbye or back to the future. In: *Effective and sustainable hydraulic fracturing* (ed. by Bungler, A.P., McLennan, J., Jeffrey, R.). ISBN 978-953-51-1137-5, <http://dx.doi.org/10.5772/56458> (<http://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/egs-goodbye-or-back-to-the-future-95>).
- Kanamori, H., Anderson, D.L. 1975. Theoretical basis of some empirical relations in seismology. *Bulletin of the Seismological Society of America* 65(5):1073-1095.
- Kirsch, G. 1898. Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre. *Zeitschrift des Vereines deutscher Ingenieure* (42):797–807.
- Koch, A., Hartmann, A., Jorand, R., Mottaghy, D., Pechinig, R., Rath, V., Wolf, A., Clauser, C. 2007. Erstellung statisch abgesicherter thermischer und hydraulischer Gesteinseigenschaften für den flachen und tiefen Untergrund in Deutschland (Phase 1 – Westliche Molasse und nördlich angrenzendes Süddeutsches Schichtstufenland). Schlussbericht zum BMU-Projekt FKZ 0329985, RWTH Aachen.
- Kohler, S. 2013. Geothermie – Baustein für eine regenerative Energieversorgung. Vortrag auf dem GeoTherm - Expo & Congress, 28 Februar 2013, Offenburg.
- Krug, S., Gerling, J.P., Hesshaus, A., Jatho, R., Ochmann, N., Orilski, J., Tischner, T., Wonik, T. 2010. Geophysikalische und -hydraulische Untersuchungen an der GeneSys Bohrung Hannover. Der Geothermiekongress 2010, 17.-19.11.2010 in Karlsruhe.
- Krug, S., Jatho, R., Tischner, T. 2011. Das GeneSys Projekt Hannover – Stand der Arbeiten und Perspektiven. Der Geothermiekongress 2011, 15.-17.11.2011 in Bochum.
- Ladner, F., Häring, M.O. 2009. Hydraulic Characteristics of the Basel 1 Enhanced Geothermal System. *GRC Transactions* (33):199-203.
- Li, G. 2013. Machbarkeitsstudie zu einem innovativen HDR-Erschließungskonzept. Masterarbeit am Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der TU Clausthal.
- Li, M.T. 2013. Numerische Untersuchung und Optimierung eines HDR-Systems mit Horizontalbohrung und Multi-Fracture-Technik. Masterarbeit am Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der TU Clausthal.
- Li, M.T., Hou, Z., Gou, Y. 2013. Numerische Untersuchung zu einem HDR-System mit Horizontalbohrung und Multi-Fracs. Vortrag und Tagungsband des Geothermiekongresses in Essen, 12.-14.11.2013.
- Löhken, J., Schellschmidt, R., Projektgruppe GeneSys 2010. 3D Simulation des Spannungsfeldes am Standort der GeneSys-Bohrung GT1 in Hannover Groß-Buchholz. Der Geothermiekongress 2010, 17.-19.11.2010 in Karlsruhe.
- MAGS-Projekt 2011. http://www.mags-projekt.de/MAGS/DE/Hintergrundinformation/Seismizitaet/seismizitaet_node.html; zuletzt am 08.01.2014.

- Megies, T., Wassermann J. 2011. Mikroseismizität Großraum München. Abschlussbericht für das Projekt Geothermische Charakterisierung von karstig-klüftigen Aquiferen im Großraum München, Ludwig-Maximilians-Universität München.
- Majer, E.L., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B., Asanuma, H. 2007. Induced seismicity associated with enhanced geothermal systems. *Geothermics* (36):185-222.
- McGarr, A. 1991. On a possible connection between three major earthquakes in California and oil production. *Bulletin of the Seismological Society of America* (81):948-970.
- Nicholson, C. Wesson, R.L. 1990. Earthquake hazard associated with deep well injection – A report to the US Environmental Protection Agency. USGS Bull. 1951.
- Nicholson, C. Wesson, R.L. 1992. Triggered earthquakes and deep well activities. *Pure and Applied Geophysics* (139-3/4):561-578.
- Oda, M. 1984. Similarity rule of crack geometry in statistically homogeneous rock masses. *Mechanics of Materials* (3):119-129.
- Orilski, J., Schellschmidt, R., Wonik, T. 2010. Temperaturverlauf und Wärmeleitfähigkeit im Untergrund der Bohrung Groß-Buchholz GT1 in Hannover. Der Geothermiekongress 2010, 17.-19.11.2010 in Karlsruhe.
- Potyondy, D.O., Cundall P.A. 2004. A bonded-particle model for rock. *Int. J. of Rock Mech. and Min. Sci.* (41):1329-1364.
- Pruess, K., Oldenburg, C., Moridis, G. 1999. TOUGH2 User's Guide, Version 2.0. Source http://www-esd.lbl.gov/TOUGH2/LBNL_43134.pdf
- Rutqvist, J., Tsang, C.-F. 2002. A study of caprock hydromechanical changes associated with CO₂-injection into a brine formation. *Environmental Geology* (42):296-305.
- Reinecker, J., Tingay, M., Müller, B., Heidbach, O. 2010. Present-day stress orientation in the Molasse Basin. *Tectonophysics* (482):129-138.
- Reinicke, K.M. 2011. Unkonventionelles Gas – Wo liegen die Herausforderungen? *Erdöl Erdgas Kohle* (127) 10:340-342.
- Reinicke, K.M. 2012. Fracken in Deutschland. *Erdöl Erdgas Kohle* (128) 1:2-6.
- Rutqvist, J., Barr, D., Birkholzer, J.T., Fujisaki, K., Kolditz, O., Liu, Q.-S., Fujita, T., Wang, W., Zhang, C.-Y. 2009a. A comparative simulation study of coupled THM processes and their effect on fractured rock permeability around nuclear waste repositories. *Environmental Geology* (57) 6:1347-1360.
- Rutqvist, J., Bäckström, A., Chijimatsu, M., Feng, X.-T., Pan, P.-Z., Hudson, J., Jing, L., Kobayashi, A., Koyama, T., Lee, H.-S., Huang, X.-H., Rinne, M., Shen, B. 2009b. A multi-code simulation study of the long-term EDZ evolution of geological nuclear waste repositories. *Environmental Geology* (57) 6:1313-1324.
- Rutqvist, J., Birkholzer, J., Cappa, F., Oldenburg, C., Tsang, C.-F. 2006. Shear-slip analysis in multiphase fluid-flow reservoir engineering applications using TOUGH-FLAC. In: *Proceedings of TOUGH Symposium 2006*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, 15-17 May 2006.
- Rutqvist, J., Birkholzer, J., Cappa, F., Tsang, C.-F. 2007. Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis. *Energy Conversion and Management* (48):1798-1807.
- Rutqvist, J., Birkholzer, J.T., Tsang, C.-F. 2008. Coupled reservoir-geomechanical analysis of the potential for tensile and shear failure associated with CO₂ injection in multilayered reservoir-caprock system. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* (45): 132-143.
- Rutqvist, J., Moridis, G.J., Grover, T., Collett, T. 2009c. Geomechanical response of permafrost-associated hydrate deposits to depressurization-induced gas production. *Journal of Petroleum Science and Engineering* (67):1-12.

- Rutqvist, J., Oldenburg, C. 2007. Analysis of cause and mechanism for injection induced seismicity at the Geysers Geothermal Field, California. Lawrence Berkeley National Laboratory: Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL Paper LBNL-63015.
- Rutqvist, J., Tsang, C.-F. 2003. TOUGH-FLAC: A numerical simulator for analysis of coupled thermal-hydrologic-mechanical processes in fractured and porous geological media under multi-phase flow conditions. In: *Proceedings of TOUGH Symposium 2003*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, 12-14 May 2003.
- Rutqvist, J., Wu, Y.-S., Tsang, C.-F., Bodvarsson, G. 2002. A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* (39):429-442.
- SERIANEX 2009. Deep Heat Mining Basel – Seismic Risk Analysis. Inklusive AP 2000-AP 7000.
- Talwani, P. 1997. Seismotectonics of the Koyna-Warna area, India. *Pure and applied Geophysics* (150) 3-4: 511-550.
- Tang, L. & Luo, P. 1998. The Effect of the Thermal Stress on Wellbore Stability. SPE 39505, SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition, Neu Delhi, Indien, 17-19 Feb. 1998.
- Tischner, T. & Projektgruppe GeneSys 2012. GeneSys: Hydraulische Tests und Fracoperation 2011. Vortrag im Rahmen des BGR Hauskolloquiums, 19.03.2012.
- Vavryčuk, V. 2011. Tensile earthquakes: Theory, modeling, and inversion. *Journal of Geophysical Research* (116), B12320:1-14.
- Verma, A. & Pruess, K. 1988. Thermohydrologic conditions and silica redistribution near high-level nuclear wastes emplaced in saturated geological formations. *J. of Geophys. Res.* (93-B2):1159-1173.
- Wang, X. 2012. Numerische Untersuchungen zur Frac-Ausbreitung, Barriereintegrität und Seismizität für die GeneSys-Stimulation im Mai 2011 sowie Erstellung von seismischem Katalog. Masterarbeit am Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der TU Clausthal.
- Weidler, R., Gerard, A., Baria, R., Baumgärtner, J., Jung, R. 2002. Hydraulic and micro-seismic results of a massive stimulation test at 5 km depth at the European Hot-Dry-Rock test site Soultz, France. In: *Proceedings 25th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California, 28-30 January 2002.
- Will, R., Archer, R., Dershowitz, B. 2003. Integration of seismic anisotropy and reservoir performance data for characterization of naturally fractured reservoirs using discrete feature network models. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, Oct 5-8.
- Wolfgang, M., Bartels, J., Hoffmann, F., Kittl, G., Lenz, G. Seibt, P., Schulz, R., Thomas, R., Unger, H.J. 2007. Unterhaching geothermal well doublet: structural and hydrodynamic reservoir characteristic; Bavaria (Germany). In: *Proceedings European Geothermal Congress*, 30 May – 1 June 2007, Unterhaching.
- Yoon, J.S., Zang, A., Zimmermann, G. 2013. Simulation of multi-stage hydraulic fracturing and induced seismicity in naturally fractured reservoir using PFC^{2D}. In: *Continuum and distinct element numerical modeling in Geomechanics 2013 - Proceedings of the 3rd Int. FLAC/DEM Symposium* (ed. by Zhu, H., Detournay, C., Hart, R., Nelson, M.), 22-24 Oct. 2013, Hangzhou, China; Paper 06-02. Itasca Int. Inc., Minneapolis: ISBN 978-0-9767577-3-3.
- Yu, Y., Lin, T., Xie, H., Guan, Y., Li, K. 2009. Prediction of Wellbore Temperature Profiles during heavy Oil Production Assisted with Light Oil. SPE 119526, *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, USA, 4-8 April 2009.
- Zang, A., Yoon, J.S., Stephansson, O., Heidbach, O. 2013. Fatigue hydraulic fracturing by cyclic reservoir treatment enhances permeability and reduces induced seismicity. *Geophysical Journal International* (195)2:1282-1287.
- Zhang, K., Wu, Y.S., Pruess, K. 2008. User's Guide for TOUGH2MP - A massively parallel version of the TOUGH2 code. Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-315E

- Zhao, J. 2010. Anwendung eines Partikelverbundmodells in PFC3D zur Modellierung des Festigkeits- und Verformungsverhaltens von kristallinem Granit unter ein- und triaxialen Lastbedingungen. Bachelorarbeit am Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der TU Clausthal.
- Zhou, L. 2009. THM gekoppelte Modellierungen zur Nachsimulation der im DHM-Projekt Basel durch Reservoirstimulation induzierten seismischen Ereignissen. Unveröffentlichte Masterarbeit, Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der TU Clausthal.
- Zhou, L. & Hou, Z. 2012. Numerical Simulation of Micro-Earthquakes Induced by Reservoir Stimulation in the Deep Heat Mining Project Basel. Harmonising Rock Engineering and the Environment – Qian & Zhou (eds) - Proceedings of 12th international congress on rock mechanics, 18-21 October 2011 in Beijing, China, © 2012 Taylor & Francis Group, London: pp. 1441-1446.
- Zhou, L. & Hou, Z. 2013. A new numerical 3D-model for simulation of hydraulic fracturing in consideration of hydro-mechanical coupling effects. *Int. J. of Rock Mechanics and Mining Sciences* 60 (2013):370-380.
- Zhou, L., Hou, Z., Kracke, T. 2012. A new numerical 3D-model for simulation of massive hydraulic fracturing and determination of its induced seismicity under consideration of hydro-mechanical coupling effects. Vortrag und Tagungsband des Geothermiekongresses 2012 in Karlsruhe, 13.-16.11.2012.
- Zoback, M.D., Barton, C.A., Brudy, M., Castillo, D.A., Finkbeiner, T., Grollmund, B.R., Moos, D.B., Peska, P., Ward, C.D., Wiprut, D.J. 2003. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Science* (40):1049-1076.